

**Département Economie et
Tarification des Réseaux Electriques**

**Analyse des réponses à la consultation publique
sur les principes et la structure du tarif d'utilisation
des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité**

I. Introduction

Le 18 février 2004, la CRE a publié une note de consultation portant sur les principes tarifaires qu'elle envisage d'appliquer pour sa prochaine proposition de tarif d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et pour le projet de texte de proposition tarifaire. Les réponses reçues peuvent être résumées de la façon suivante.

La CRE a reçu 45 réponses adressées par des intervenants de différents types.

Origine des réponses	Nombre de réponses
Consommateurs et leurs représentants	20
Gestionnaires de réseaux et leurs représentants	6
Fournisseurs et commercialisateurs	3
Producteurs	5
Représentants de concédants	4
Opérateurs de transports en commun	4
Conseils et universitaires	3
Total	45

II. Structure tarifaire

1. Timbre poste

La quasi-totalité des acteurs indique son adhésion au maintien du principe d'une tarification du type « *timbre-poste* », indépendante de la distance, qui garantit une égalité de traitement entre les différents utilisateurs au niveau national.

Cependant, un représentant de concédants demande que la tarif évolue vers un « *double tarif timbre poste* », à savoir un timbre de distribution et un timbre de transport totalement indépendants, permettant à un consommateur à proximité du site de production de son fournisseur de n'être soumis qu'au tarif de distribution. Un autre représentant de concédants va dans le même sens en indiquant qu'une tarification de proximité favoriserait la production décentralisée et constituerait une alternative à l'obligation d'achat. Il est avancé que, dans un marché oligopolistique, cette tarification de proximité stimulerait la concurrence en permettant aux consommateurs de mettre le marché de gros en compétition avec les productions locales, elle éviterait certains investissements de renforcement de réseaux et, enfin, elle assurerait une production locale pour les utilisations vitales d'électricité en cas d'incident grave affectant durablement le réseau de transport. Des représentants de consommateurs demandent également que la tarification de proximité puisse être accessible aux clients industriels qui en feraient la demande.

Enfin, un fournisseur indique qu'à long terme, l'absence de signaux de localisation peut avoir des conséquences sur les investissements et des répercussions négatives sur les coûts des fournisseurs.

2. Timbre d'injection

RTE, un représentant d'ELD, un représentant de consommateurs et un fournisseur ne sont pas d'accord avec le principe, envisagé par la CRE, de conserver un timbre d'injection faible, visant à recouvrer le montant de la contribution française au dispositif de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport européens.

Pour RTE, il conviendrait d'ajouter aux coûts recouverts par le timbre d'injection une part des coûts du réseau de grand transport et d'interconnexion. RTE propose que l'augmentation du timbre d'injection soit compensée par une diminution du timbre de soutirage.

Un représentant d'ELD signale que la production décentralisée, aux niveaux de tension HTA et BT, ne participe pas à l'équilibrage du réseau, ce qui occasionne un préjudice pour les ELD. Un autre représentant d'ELD souhaite qu'on mesure les conséquences d'un timbre d'injection faible pour les utilisateurs raccordés aux différents niveaux de tension et surtout pour les ELD, afin de s'assurer que l'on ne crée pas là un besoin supplémentaire de péréquation.

Un producteur estime que l'imputation actuelle de ces coûts aux seuls producteurs injectant en HTB2 et HTB3 ne semble pas justifiée. Un autre producteur estime que ce principe a pour conséquence d'introduire une discrimination entre producteurs, dans la mesure où ces derniers ne sont pas égaux devant les capacités d'exportation. En effet, selon ce producteur, la logique voudrait que cette compensation soit rémunérée *au pro-rata* des volumes exportés par chacun. Alternativement, dans la mesure où cette compensation profite à tous les utilisateurs, le montant devrait être affecté en totalité sur le timbre de soutirage. Enfin, un dernier producteur s'inquiète du fait qu'EDF puisse répercuter le coût de cette disposition sur les VPP.

3. Prise en compte des coûts de congestion

Dans l'ensemble, les acteurs indiquent leur attachement à ce que les coûts des congestions internationales soient facturés séparément.

En ce qui concerne les coûts des congestions nationales, deux représentants de consommateurs insistent sur l'importance d'un prix moyen identique pour tous et rejettent toute idée d'introduction d'une « *modulation géographique* » des tarifs

pour tenir compte des congestions. Selon un de ces deux représentants, il est toutefois important que ces congestions soient résorbées rapidement afin d'éviter qu'elles ne deviennent le prétexte aux opérateurs dominants dans ces régions congestionnées, d'abuser d'un éventuel pouvoir de marché. En revanche, un fournisseur estime que l'utilisation de signaux de localisation pourrait concourir à réduire la congestion sur le réseau à l'avenir. Enfin, un autre fournisseur estime qu'il serait souhaitable d'introduire une incitation à la réduction de ces coûts afin que cela n'induisse pas de rente de situation pour les producteurs ou les grands clients bien situés.

4. Tarifs HTB et HTA de base

4.1 Tarifs sans différenciation temporelle

Pour EDF, l'analyse de la CRE, conduisant cette dernière à vouloir progressivement réduire la différenciation temporelle des tarifs de réseaux, ne décrirait pas l'économie des réseaux de distribution telle qu'elle ressort des pratiques d'EDF dans son métier de distributeur.

En effet, selon EDF, la puissance de pointe est un facteur d'investissement déterminant sur les réseaux : au minimum un tiers des investissements HTA et la moitié de ceux en BT seraient directement dus à ce critère. Il serait donc légitime que les clients qui consomment en période de pointe supportent une facture supérieure aux autres, à consommation équivalente. La remise en cause de l'horo-saisonnalité pourrait conduire, selon EDF, à une dégradation de l'utilisation des réseaux, et à une hausse des tarifs (du fait des nouveaux investissements nécessaires et de la baisse du taux d'utilisation des réseaux et donc des recettes).

Interrogé sur ce point par les services de la CRE, RTE indique quant à lui que l'intérêt de l'introduction d'une différenciation temporelle est très limité pour le réseau de transport et qu'elle n'intéresserait qu'un très petit nombre de ses clients. RTE souligne en outre les grandes difficultés, tant méthodologiques que pratiques, rencontrées dans le cas des réseaux de transport maillés pour l'évaluation des coûts incrémentaux par niveau de tension. Or cette évaluation est nécessaire pour fonder rationnellement une différenciation temporelle des tarifs de transport qui ne reposerait que sur la considération des coûts de cette activité indépendamment des coûts de production.

Un fournisseur et un représentant de consommateurs vont dans le même sens qu'EDF en affirmant que le dimensionnement des réseaux garde toujours un rapport avec la puissance maximale appelée (même en BT). Un autre fournisseur estime qu'il n'y a pas nécessairement concomitance entre la pointe de consommation nationale et le besoin de construire un nouvel ouvrage car les topologies de réseaux, les flux transfrontaliers et la présence ou l'absence d'une production proche ont souvent une influence déterminante sur ce besoin. Il en résulte que toute répartition temporelle des coûts fixes des réseaux est largement arbitraire et dépendante d'hypothèses difficilement vérifiables. Enfin, deux fournisseurs soulignent que l'appréciation portée sur la répartition des coûts selon la période ne doit pas avoir comme résultat de « *pincer* » l'écart entre le tarif intégré et le tarif d'acheminement qui ne représente qu'une part. Il est pour cela nécessaire que le tarif intégré évolue dans le même sens que le tarif réseau afin d'éviter la création de « *niches* ». Ces deux acteurs demandent une définition précise des horaires des postes horo-saisonniers. Le changement d'horaire ne peut pas être décidé unilatéralement par le distributeur. Un fournisseur doit savoir si la pointe est 8h-10h ou 9h-11h compte tenu de la sensibilité aux tranches horaires de ses coûts d'approvisionnement sur les marchés de gros.

Un représentant de concédants remarque que la structure arborescente des réseaux BT (à l'exception de certaines villes) implique qu'en pratique, le critère de dimensionnement de ces réseaux est essentiellement la chute de tension, calculée au moment de la pointe de consommation, et non le nombre et la durée des interruptions de fourniture. Un autre représentant de concédants indique que les coûts de développement et de renforcement des réseaux pour faire face à l'évolution de la courbe de charge sont maintenant très faibles au regard des coûts fixes des réseaux. De plus, il indique qu'il ressort de l'examen des courbes de charge de ses soutirages que ce n'est pas à la pointe de consommation nationale qu'il rencontre les maxima de puissance appelée.

Des représentants de consommateurs font part de leurs vives inquiétudes sur les répercussions importantes pour les exploitations agricoles, grandes consommatrices d'électricité en période estivale, de la disparition de la modulation horo-saisonnière des tarifs qui leur permet de bénéficier actuellement de « niches tarifaires ». D'autres représentants de consommateurs souhaitent que les tarifs à différenciation temporelle soient étendus aux domaines de tension HTB afin que l'impact de la saisonnalité des consommations de certains utilisateurs sur les coûts des réseaux HTB soit également pris en compte. En effet, un des représentants estime que la structure des réseaux HTB1 s'apparente à celle des réseaux de distribution HTA et est, à ce titre, sensible aux effets climatiques. Un représentant de consommateurs est en faveur d'une différenciation temporelle pour les tarifs HTB et HTA car il estime qu'actuellement, il n'a aucune incitation financière à consommer moins l'hiver que l'été.

Un représentant d'ELD estime que même une différence de coûts de 10 % selon le poste horo-saisonnier, pourrait avoir des conséquences très importantes pour les ELD, dont la contribution à la couverture des charges fixes est, pour l'essentiel, le résultat d'une différence entre deux tarifs de niveaux de tension différents. Il faudrait alors ainsi s'interroger sur la pertinence du tarif de cession, tel qu'il est aujourd'hui prévu de le construire. Un autre représentant d'ELD expose que, depuis quelques années, il apparaît, qu'à la maille HTA, le développement de la climatisation est un facteur important de développement des réseaux sur son territoire.

D'autres acteurs se montrent également prudents sur l'impact d'une remise en cause de l'horo-saisonnalité dans les tarifs d'accès aux réseaux. Si la plupart estime qu'il existe un risque de déformation de la courbe de charge nationale, ils reconnaissent qu'il est très difficile d'en évaluer les conséquences.

EDF met également en avant le problème de cohérence entre structure du tarif d'utilisation des réseaux, structure des offres des différents fournisseurs, et possibilités techniques des comptages existants ou proposés ultérieurement par les GRD. Pour EDF, la mise en œuvre d'un tarif réseau très complexe et inutilement contraignante pour les fournisseurs risque de compromettre une des avancées attendues de l'ouverture des marchés. En effet, cette ouverture permettrait aux fournisseurs de proposer des offres innovantes aux clients non équipés de compteurs à courbe de charge.

Par ailleurs, deux représentants d'ELD estiment que l'introduction de tarifs à différenciation temporelle est une option très structurante pour les nouveaux systèmes de facturation en cours de développement, et qu'il conviendrait à ce titre d'avoir une vision claire de l'évolution des options tarifaires. La modification en structure des tarifs d'accès au réseau conduit à modifier les systèmes de gestion

informatiques des contrats d'acheminement et risque de remettre en cause les adaptations importantes réalisées pour la mise en place du 1^{er} juillet 2004.

4.2 Tarifs fondés sur les coûts par niveau de tension

Plusieurs acteurs souhaitent que soit publiée la règle d'affectation des coûts par niveau de tension et appellent la CRE à la plus grande vigilance sur la façon de répartir les charges de réseaux en fonction des puissances souscrites.

Deux représentants d'ELD estiment qu'en l'absence de données précises sur les termes a_1 , a_2 , b et c , et leurs valeurs relatives, il est difficile de mesurer l'impact réel pour les clients finaux et les ELD. Cependant, ils indiquent qu'une augmentation du coefficient de foisonnement c est susceptible de créer un risque de pincement fort de leurs marges pour la fourniture des clients HTA. Par ailleurs, un représentant de concédants signale que l'augmentation de la part des coûts affectés à la puissance souscrite pour le tarif HTA peut conduire à une augmentation importante de la facture pour les consommateurs souscrivant sur de multiples sites en HTA, comme les collectivités locales.

Un représentant du transport ferroviaire et un représentant de consommateurs constatent, avec satisfaction, l'augmentation du coefficient de foisonnement de puissances souscrites. Toutefois, ils souhaitent que la CRE détermine une formule adaptée et spécifique au profil de consommation ferroviaire. Selon ce représentant du transport ferroviaire, en effet, les principes actuels de la tarification ne lui permettent pas de bénéficier de son propre foisonnement et du foisonnement avec les autres industriels (cet acteur affirme que ses appels de puissance de pointe sont décalés par rapport aux heures de pointe de la consommation française). Cet acteur rappelle, en outre, qu'avant la loi du 10 février 2000, EDF avait tenu compte des spécificités du transport ferroviaire dans ses contrats intégrant fourniture et acheminement.

Un autre représentant du transport ferroviaire propose que le coefficient c pour la HTB soit de 0,9 et estime qu'aucun argument ne justifie la différence entre HTB2 et HTB1. Selon lui, le foisonnement de la demande résultant de ses points de connexion multiples est global et non local. En ce qui concerne la possible augmentation de la part des coûts affectés à la puissance pour le tarif HTA, cet acteur demande la communication des éléments permettant d'avoir le niveau d'information suffisant relatif à cette facturation (éléments du bilan et du compte de résultats pris en compte).

Un producteur indique que si le tarif HTA est révisé à la hausse, étant donné les prix de marché actuels et ceux du tarif intégré réglementés, cela n'incitera pas les clients à demander leur éligibilité au 1^{er} juillet prochain.

Un représentant de concédants déplore, quant à lui, que les coefficients de foisonnement n'existent pas pour la BT, ce qui paraît incohérent vis-à-vis des collectivités territoriales détentrices des points multiples de livraison en BT (éclairage public notamment).

Enfin, RTE s'interroge sur le mode de calcul de la concavité et sur la justification économique du raisonnement ayant conduit à des coefficients de foisonnement c plus élevés.

5. tarifs BT

Un représentant d'ELD conteste la souscription par kVA. Cette disposition n'est pas possible à ce jour avec la majorité des contrôleurs de puissance en place chez les clients et conduirait à une installation massive de nouveaux dispositifs de comptage

Plusieurs fournisseurs sont favorables à un nouveau tarif sans différenciation temporelle, destiné aux utilisateurs MU. Pour ce qui est de la différenciation temporelle HP/HC, ils insistent cependant sur les possibilités de distorsion de concurrence induites si le tarif intégré appliqué par EDF n'évoluait pas dans le même sens. En effet, les coûts de réseaux laissent une marge de fourniture trop faible en moyenne par rapport au tarif bleu d'EDF, qui ne permet pas de recouvrer les coûts et la rémunération des investissements de l'activité fourniture d'EDF. De tels tarifs empêcheraient un concurrent de proposer des tarifs significativement inférieurs à ceux d'EDF, même en ayant une structure de coût plus faible, ce qui n'est pas très sain.

Un représentant d'ELD souhaite que la CRE précise la cible de l'augmentation des contributions des utilisateurs BT, ainsi que la manière envisagée, à terme, pour introduire cette augmentation.

EDF signale des études montrant l'importance du signal HP/HC pour les réseaux BT. De plus, il estime qu'il serait légitime de répercuter aux clients BT, pour la partie leur revenant, les écarts de coûts constatés sur les niveaux de tension HTA et HTB.

6. Coûts de gestion

La plupart des acteurs sont opposés à une facturation de l'utilisation des réseaux identique pour les clients avec contrat CARD et pour les clients à contrat unique. Une facturation différenciée sur les 5 segments de clients identifiés au cours des travaux GTE 2004, reconnus et compris de l'ensemble des acteurs du marché leur semble préférable. Par ailleurs, beaucoup s'étonnent des écarts de prix affichés entre RTE et la distribution et demandent que soit précisé le périmètre comptable exact des charges entrant dans ces coûts.

Deux représentants d'ELD proposent d'appliquer les coûts de gestion par contrat portant sur un site plutôt que par point de connexion et indiquent que l'augmentation de la part fixe risque d'augmenter les factures des clients à faible taux d'utilisation. Deux représentants de concédants estiment, par ailleurs, que l'introduction de terme fixe (gestion et comptage) indépendant de la puissance souscrite et de la consommation risque de compliquer un tarif déjà difficile à comprendre. Un représentant d'ELD et RTE indiquent que la structure commerciale s'adresse à tous les types d'utilisateurs, y compris les producteurs. Ils ne comprennent donc pas pourquoi seules les installations de soutirage supportent l'intégralité des coûts de gestion.

Un fournisseur insiste pour que les coûts de gestion prennent en compte, dans leur évolution, la nouvelle répartition des fonctions et donc des coûts tels qu'ils résulteront du contrat GRD-fournisseur. L'accueil physique et téléphonique – hors les questions de raccordement et contrats CARD – passeront au fournisseur avec le risque d'impayés et il ne semble donc pas légitime d'en créditer les GRD. Un autre fournisseur estime que les coûts répercutés doivent être exclusifs des coûts non strictement liés à activité régulée de distribution. Ceci doit exclure toute activité d'accueil de la clientèle ou de facturation du client final. Ces activités se rattachent à la fourniture et il y a un risque de subventions croisées si elles sont facturées par les GRD.

Pour EDF, l'assiette des coûts de gestion devrait intégrer la correction des courbes de charges et le profilage, contrairement aux propositions de la CRE qui envisage d'inclure ces coûts dans l'assiette des comptages. En effet, ces trois activités sont opérationnellement étroitement associées, ainsi que les services et prestations de base non facturés par ailleurs.

Enfin, un autre producteur déplore qu'aucun système ne soit prévu dans le tarif pour inciter les gestionnaires de réseau à réaliser des gains de productivité dans ces activités de gestion, de comptage et de relève.

7. Coûts de comptage, de relève et de profilage

Un producteur souhaite que soit défini le contenu (cahier des charges) des prestations offertes par le service de base. Il faudrait y inclure toutes les dispositions permettant à l'utilisateur de contrôler la facturation (principe de facturation détaillée) sans avoir besoin de recourir à une option de service supplémentaire.

Deux fournisseurs saluent la séparation des coûts de comptage, de relève et de profilage dans les propositions de tarif. Ceci assurera une totale transparence au niveau de ces charges au fur et à mesure que le marché s'ouvrira à la concurrence.

7.1 Coûts de comptage

Deux représentants d'ELD et un représentant de concédants demandent des explications sur la différence de redevances entre RTE et GRD, alors que la consistance des tâches est similaire. Ils suggèrent de distinguer le coût de ces prestations selon la classification adoptée par les groupes de travail GTE 2004 (C1 à C5) plutôt qu'une tarification en fonction de la tension de connexion.

Par ailleurs, un représentant d'ELD estime qu'un coût de comptage lié à la fonction et non à l'appareil risque d'inciter les utilisateurs à installer des compteurs les moins chers possibles, donc moins adaptés au nouveau contexte. Il demande par ailleurs si le coût des réducteurs de mesure et des panneaux est compris dans le prix. Un autre représentant d'ELD remarque que les coûts de location et d'entretien des comptages sont en diminution alors qu'ils sont censés couvrir également les coûts supplémentaires de calculs, traitement et transmission des données pour la réalisation des bilans des responsables d'équilibre.

EDF note que la facturation des coûts de comptage et de relève concerne l'ensemble des utilisateurs (distributeurs, consommateurs et producteurs) et pas seulement les consommateurs. Il remarque également que les modalités de facturation de comptage et de relève décrites ne peuvent pas concerner les sites en décompte, qui ne sont pas des utilisateurs. Selon lui, ces modalités sont contraires au principe du monopole de la distribution.

EDF souhaite que les coûts d'installation soient facturés séparément en tant que prestation. EDF et un représentant de concédants signalent que le tarif à appliquer à un client BT ayant demandé un comptage à courbe de charge n'est pas précisé. Interrogé sur ce point par les services de la CRE, EDF indique que dans l'état actuel de l'offre des fournisseurs de compteurs, seuls des compteurs HTA peuvent être installés. Le tarif de comptage à courbe de charge en BT devrait donc être le même que celui fixé pour le domaine HTA.

Un producteur estime que pour la comptabilisation des flux d'énergie sujets à facturation, il faudrait préciser la définition du flux physique, notamment pour les énergies transitant sur un même jeu de barres et issues soit d'une unité de production locale (cas d'une cogénération), soit du réseau de transport ou de distribution. Il préconise, par ailleurs, d'abaisser à 100 kVA le seuil de puissance des sites équipés de compteurs télérelevables dits à « *courbe de charge* ». Cela permettrait, selon lui, de refléter la réalité des coûts pour des sites de faible efficacité énergétique et d'encourager l'optimisation de leurs factures énergétiques avec l'appui d'un historique de consommation détaillé.

RTE soutient que les modifications apportées par la CRE (simplification de la grille tarifaire appliquée au comptage) risquent de faire augmenter la facture des clients équipés de compteurs du palier technique 90 (qui représentent plus de 85 % des compteurs installés). Un représentant de consommateurs estime, de son côté, que le principe ne lui paraît valable que pour les dispositifs de comptage récents et qu'il serait nécessaire de distinguer les coûts des équipements anciens existants

7.2 Coût de relève

L'ensemble des acteurs souhaite une décomposition plus fine de ces coûts entre les différents types de relève/télérelève.

Un représentant de concédants et deux fournisseurs encouragent la CRE à donner aux fournisseurs, ou aux collectivités locales, la possibilité de relever les compteurs de leurs propres clients dès que cela sera possible et insistent sur le fait que le GRD ne puisse pas s'opposer à l'utilisation des données fournies pour la facturation.

Un représentant d'ELD estime qu'il n'est pas justifié que les coûts de relève sur le réseau de RTE soient 2 à 3 fois supérieurs à ceux des réseaux de distribution HTA.

7.3 Coût de profilage

Plusieurs représentants d'ELD estiment qu'il est difficile de calculer le coût du profilage de tous les clients. Cependant, 8 c€/client semblent d'ores et déjà un montant trop faible, compte tenu des dépenses déjà effectuées pour préparer le 1^{er} juillet 2004. Par ailleurs, un de ces représentants signale que ce coût sera très variable selon la taille du GRD et qu'il y aurait dans ce cas un besoin de compensation par le FPE. Il estime également nécessaire de prévoir un coût spécifique pour les injections et les producteurs. Enfin, cet acteur se demande quel est le fondement juridique à ce que ce soient les GRD qui s'occupent du profilage. Il trouve étonnant que la CRE fixe le montant de cette charge de profilage dans le tarif d'acheminement (acte régulé), alors que, dans le même temps, elle laisse entendre que les autres coûts de gestion du mécanisme de gestion des RE supportés par RTE seraient facturés directement aux RE (acte contractuel).

Un représentant de concédants signale que le coût du profilage correspond, pour le nouveau client éligible à un surcoût non compensé, ce qui n'incite pas à faire jouer son éligibilité.

Un fournisseur souhaite que la somme à imputer aux fournisseurs pour le profilage soit auditée et que les fournisseurs puissent avoir accès aux données qui permettent d'élaborer les profils, d'autant qu'ils s'en voient imputer les coûts.

8. Facturation du réactif

L'ensemble des acteurs estiment que la diminution du seuil (rapport tg entre l'énergie réactive soutirée et l'énergie active soutirée) est brutale et très pénalisante financièrement, à la fois pour les distributeurs et les industriels. Ils estiment qu'une telle modification devrait être étalée dans le temps. Par ailleurs, le calcul de la mesure par pas d'intégration 10 minutes ne leur semble pas réaliste, compte tenu du parc de compteurs installés.

Pour un représentant d'ELD et un représentant de consommateurs, cette disposition constitue en outre une discrimination entre éligibles et non éligibles. Par ailleurs, plusieurs acteurs estiment que la mise en œuvre de systèmes de compensation pourrait dégrader la qualité de tension des réseaux de distribution et de propagation des signaux tarifaires, et que le seul bénéficiaire serait RTE.

Un représentant de consommateurs indique qu'il serait logique, dans tous les cas, qu'un effort symétrique et similaire soit demandé aux producteurs qui n'ont pas

d'imposition spécifique sur l'énergie réactive. Il estime, par ailleurs, qu'avoir les mêmes exigences pour tous les consommateurs est une bonne chose mais que cela ne doit pas se traduire par un gaspillage et une dissémination des moyens de compensation partout en France et notamment dans des zones où ils ne sont absolument pas nécessaires voire néfastes. Ainsi, il conviendrait de prévoir une modulation géographique, réalisée par les gestionnaires de réseaux et qui serait mutualisée dans le tarif à chaque niveau de tension.

Seul un producteur trouve appropriée la proposition de relever les niveaux de facturation de l'énergie réactive car elle permet de pénaliser un site avec un facteur de puissance bas. Il demande, cependant, une mise en œuvre progressive de ces dispositions et une harmonisation de ces dispositions avec celles du tarif intégré.

RTE, ainsi que plusieurs acteurs, estiment que la situation des distributeurs et celle des consommateurs finals n'est pas identique s'agissant du réactif, ce qui implique que des dispositions particulières soient arrêtées en tenant compte de la situation objective de ces différents utilisateurs du RPT. Un représentant de concédants préconise que les besoins en réactif soient résolus par voie contractuelle entre les gestionnaires de réseaux.

Un représentant d'ELD et un fournisseur estiment que le système d'information n'est pas adapté à la facturation du réactif par courbe de charge. Cela pourrait entraîner des changements de compteurs en nombre significatif. Un représentant du transport ferroviaire ne comprend pas la différence de coût entre la HTB et la HTA et souhaiterait un coût unique de 1,3 c€/kVARh. Par ailleurs, elle précise que l'argument de la CRE justifiant la différence n'est pas pertinente, dans la mesure où le rapport tg Phi dépend avant tout de la structure du circuit et non du domaine de tension.

Enfin, un représentant de consommateurs souhaite l'introduction d'une différenciation temporelle pour la facturation du réactif.

III. Dispositifs spécifiques

1. Regroupements

RTE indique que le dispositif proposé est justifié dans le cas d'un réseau en étoile, mais pas pour un réseau maillé (cas du réseau de transport). RTE signale, par ailleurs, que la formule risque de ne pas être conforme au règlement européen de 2003 qui interdit la tarification « *à la distance* ». EDF, de son côté, estime que le terme $1/n$ ne paraît pas correspondre à la réalité du coût réel supporté sur le réseau qui est indépendant du nombre de points regroupés.

Deux représentants de concédants font observer qu'avec la définition du site retenue, tous les établissements d'une commune ayant le numéro de SIRET de l'hôtel de ville, ceux-ci peuvent être regroupés. Ils souhaitent que la CRE précise que, dans le cas d'une collectivité locale, la limite de propriété s'entend comme la limite du périmètre légal de cette collectivité. Ils souhaitent également que soit envisagé, à terme, un tarif de regroupement selon les mêmes règles pour le BT. Ils estiment nécessaire de simplifier la formule de calcul. Par exemple, un syndicat intercommunal d'électricité peut être amené à gérer plus de 2 000 points de livraison sur son territoire et il serait très difficile de mettre en œuvre le calcul proposé qui prend en compte le linéaire de réseau de distribution.

Un représentant de consommateurs et les entreprises du secteur ferroviaire attirent l'attention de la CRE sur le fait que sa définition du « *point de connexion* » est source de conflit pour la détermination du choix du lieu de connexion dans la

mesure où le RPT peut intégrer des installations du client. Un représentant du transport ferroviaire regrette le maintien de la redevance de regroupement et insiste sur le fait que la nouvelle formule proposée présente toujours des inconvénients majeurs :

- elle reconduit la notion de longueur du réseau électrique existant, notion qui semble incohérente avec le principe de base de la tarification, à savoir le timbre poste ;
- seules des considérations techniques portant sur les installations situées en amont du poste source de RTE peuvent justifier de limiter la portée des regroupements ;
- le libellé de la redevance a été adapté pour les seuls clients industriels ;
- l'absence de coefficients tarifaires ne permet pas de mesurer avec certitude l'impact financier des modifications apportées à la formule ; cependant, les quelques simulations réalisées permettent de pressentir que la nouvelle formule ne répondra pas aux attentes du transport ferroviaire.

Un représentant de consommateurs et les entreprises du secteur ferroviaire mettent en avant les conséquences financières de la loi du 10 février 2000, qui a conduit à la multiplication du nombre de contrats et à une augmentation artificielle des coûts fixes du transport public. Pour ces entreprises, les spécificités du transport ferroviaire ne sont pas prises en compte par la structure de tarification, alors qu'elles étaient reconnues par EDF jusqu'à l'application indifférenciée de la loi du 10 février 2000.

Un consommateur regrette que les dispositions prévues ne concernent que les points de connexion de même niveau de tension, car certains sites sont alimentés avec 2 niveaux de tension différents, réalisés en accord avec EDF à l'époque, afin de réduire les coûts d'investissement des deux parties et de permettre une meilleure qualité du réseau (limitation de l'effet flicker).

Un fournisseur indique que la multiplicité des points de livraison, hors réseaux ferrés et distributeurs, a parfois été induite par le GR lui-même, afin de ne pas livrer toute la puissance d'un même client en un même point. Il estime qu'il ne faudrait pas que ces clients soient dissuadés d'exercer leur éligibilité. Enfin, un autre fournisseur signale qu'il serait inquiétant de voir certains utilisateurs bénéficier de traitement spécial en raison de leur utilisation particulière du réseau. Les règles du jeu doivent être les mêmes pour tous.

2. Alimentations secours et complémentaires

Un représentant de consommateurs et un représentant d'ELD signalent que les lignes de secours sont essentiellement des lignes anciennes, dont les investissements sont déjà amortis. La nouvelle tarification ne doit donc pas engendrer de surcoût lié aux raccordements de secours. Un autre représentant de consommateurs indique que les valeurs annoncées par la CRE lui ferait subir une augmentation de 106 % pour une ligne de 2 kilomètres.

Pour un représentant d'ELD et EDF, ces dispositions ne devraient pas s'appliquer aux GRD et ne concerner que les secours établis explicitement à la demande de l'utilisateur. Ce même représentant d'ELD estime, par ailleurs, qu'il conviendrait de mieux définir la notion de « *régime normal d'exploitation* » qui ne figure pas dans le glossaire du contrat CART-ELD. EDF estime que la notion d'ouvrages dédiés ne correspond pas à la réalité des réseaux de distribution et que la réservation de puissance sur les ouvrages non exclusivement dédiés à l'utilisateur doit pouvoir être facturée.

Un représentant d'ELD estime, pour sa part, qu'une redevance *au pro-rata* de la puissance réservée permettrait de répondre plus largement aux cas rencontrés sur les réseaux de distribution. La limitation aux ouvrages totalement dédiés ne permet pas d'assurer la rétribution pour des installations de secours partagées entre des clients d'un même réseau ou entre les distributeurs.

Un producteur signale l'insuffisance de l'engagement qualité de RTE vis-à-vis des producteurs, qui implique que les gestionnaires des réseaux publics ne sont pas incités à progresser en terme de qualité de réseau et sont tentés d'attendre que les producteurs demandent des lignes complémentaires et de secours (alors que celles-ci leur profitent également en leur offrant plus de souplesse pour l'exploitation et la maintenance).

3. Utilisations ponctuelles

Plusieurs représentants de consommateurs demandent que la période de 14 jours maximum soit étendue afin d'être compatible avec les délais moyens supérieurs (entre 3 à 6 semaines) des opérations de maintenance. Par ailleurs, ces industriels demandent que la période d'application ne soit plus limitée à la période du 1^{er} juillet au 15 septembre afin de tenir compte des indisponibilités partielles de personnel en juillet et en août, ou d'évènements exceptionnels (comme la canicule de 2003). Ils précisent, en outre, que la réalité des travaux pourrait être aisément auditée par le gestionnaire de réseau ou la CRE.

RTE estime que le dispositif actuel ne satisfait ni les consommateurs ni les gestionnaires de réseaux.

4. Forfaits poste

Un représentant d'ELD indique que la disposition impliquant que le tarif appliqué aux GRD bénéficiant de ce dispositif tarifaire soit le tarif applicable au niveau de tension immédiatement supérieur à celui de leur connexion, n'est ni juste, ni acceptable. En particulier la volonté d'exclure le passage de la HTA vers la HTB2 introduit, selon lui, une discrimination notoire. De plus, cet acteur estime que le dispositif est inopérant pour les ELD (coût trop élevé, non prise en compte des lignes dédiées entre le poste du réseau amont et le poste du réseau aval, etc.), et qu'il risque de conduire les GRD à exiger de pouvoir se raccorder à la tension supérieure, ce qui nécessitera des travaux importants. Deux représentants d'ELD observent que les montants des redevances annoncés dans la consultation sont le double de ceux dernièrement proposés par le GRD EDF aux associations de distributeurs.

Un représentant de consommateurs estime, de son côté, que les clients industriels devraient bénéficier de la disposition relative aux bornes-postes équivalente à celle qui prévaut pour les distributeurs raccordés directement dans un poste de transformation public.

Pour RTE, la fixation des règles relatives à ces dispositifs dans le décret est souhaitable.

5. Forfaits ligne

Pour deux représentants d'ELD, la formule présente l'avantage de ne plus faire appel à des coûts normatifs d'EDF. Ils regrettent, cependant, que les éléments fournis ne permettent pas de faire des simulations d'impact. Par ailleurs, l'un d'eux indique que la formule ne prend pas en compte les ouvrages autres que les lignes (postes notamment).

6. Ecrêtements

Pour un fournisseur, un responsable d'équilibre devrait pouvoir souscrire une assurance anti-dépassement, au même titre qu'un GRD. La discrimination entre GR et clients ne se justifie pas car les GR sont eux-mêmes rémunérés par des recettes supplémentaires dans ces circonstances. Un représentant de consommateurs estime que cette disposition devrait également être ouverte aux industriels qui ont choisi comme vecteur énergétique l'électricité (séchage, pompe à chaleur, etc.). EDF souligne que les dispositions en vigueur dans les tarifs intégrés s'appuient sur une probabilité d'occurrence trentenaire et non décennale. L'évolution proposée par la CRE ne semble pas justifiée.

IV. Niveau tarifaire

De manière générale, les gestionnaires de réseaux mettent l'accent sur l'importance de pouvoir disposer d'une vision à plus long terme (5 ans) sur les évolutions de structure afin de minimiser les coûts d'adaptation des logiciels. RTE souligne plus particulièrement les points suivants :

- périodicité des révisions de prix, mécanismes d'ajustement du tarif en fonction du rythme de croissance des soutirages ;
- mode de compensation des aléas de marché sur les achats liés à l'exploitation du système ;
- modalités de prise en compte des taux d'intérêt passés impactant le taux d'intérêt apparent de la dette de RTE ;
- impact des aléas climatiques sur la rentabilité des capitaux engagés.

1. Charge de capital

1.1 Assiette du calcul de la rémunération financière

RTE considère que le changement de normes comptables ne constitue pas en soi un élément susceptible de justifier une diminution des charges de capital à répercuter dans le tarif. Ceci aurait pour effet de diminuer la trajectoire tarifaire et *in fine* la valeur de RTE sans que des faits de nature économique ne le justifient. RTE propose de recalculer les charges de capital sur la base d'une assiette d'actifs réévaluée de l'inflation à laquelle s'appliquerait un taux de rémunération exprimé en termes réels, à l'image des principes retenus dans d'autres pays européens.

EDF signale plusieurs inconvénients majeurs du schéma de rémunération du distributeur envisagé par la CRE :

- l'article 1 du cahier des charges pour la distribution d'énergie électrique précise que le concessionnaire est responsable de l'exploitation, à ses risques et périls, du service concédé. Cette responsabilité exclusive du concessionnaire est la même que les actifs soient financés par le concédant ou par le concessionnaire. Aussi, EDF considère que le concessionnaire devrait aussi recevoir une rémunération au titre des actifs qu'il ne finance pas ;
- la baisse des capitaux engagés résultant de l'écart entre investissements et dotations aux amortissements et provisions conduit à une perte d'exploitation et à un résultat négatif ;
- la méthode appliquée à la distribution d'électricité est différente de celle appliquée au transport d'électricité, et au transport et distribution de gaz.

EDF demande, en conséquence, une révision du schéma de rémunération qui permette une juste rémunération des risques liés à l'activité de concessionnaire :

- rémunération des risques et périls du concessionnaire à hauteur de la prime de risque associée à la gestion des actifs financés par les concédants ou par le tarif ;
- rémunération prenant en compte l'actif industriel privilégiant la base d'actifs ;
- réévaluation de la base d'actifs en € d'aujourd'hui.

Un représentant du transport ferroviaire demande la définition du fonds de roulement qui entre dans les charges du capital et un fournisseur indique qu'il faut tenir compte du fonds de roulement apporté par les fournisseurs dans le cadre du contrat GRD-F (qui devrait diminuer les besoins en fonds de roulement des gestionnaires de réseaux de distribution).

Plusieurs représentants de concédants estiment que le tarif d'accès devrait prendre en compte les charges intéressant les collectivités locales, propriétaires des réseaux de distribution. Ils estiment, en effet, que si une telle rémunération était mise en œuvre, elle pourrait bénéficier collectivement à l'amélioration du service public de l'électricité.

1.2 Taux de rémunération

Un fournisseur estime que prendre des obligations sur 10 ans pour tenir compte d'équipements amortissables sur des durées bien plus longues (30 ans pour un transformateur) constitue un avantage de fait aux gestionnaires de réseaux ; un abattement sur ce taux serait opportun. Un représentant de consommateurs estime que le niveau de rémunération devrait être variable selon la formule OAT 10 ans, plus une marge liée au faible risque d'une activité en monopole. En conséquence, le taux proposé aujourd'hui par la CRE lui semble trop élevé eu égard à l'évolution actuelle des marchés financiers. En outre, ce représentant de consommateurs estime qu'il n'y a pas lieu de corriger la rentabilité économique de RTE des aléas climatiques.

Un fournisseur estime, pour sa part, que le taux de 6,5 % semble approprié.

Un représentant d'ELD estime qu'un taux de 2 à 2,5 points supérieur serait justifié. RTE estime qu'une fourchette comprise entre 7 et 8 % serait plus équitable. Enfin, EDF rappelle que le taux retenu dans les principaux pays européens se situe entre 8,5 % et 10,1 %.

1.3 Gains de productivité

Un représentant de consommateurs indique qu'il ne voit pas, dans le projet de la CRE, où apparaissent les gains de productivité demandés à RTE. Un fournisseur signale que le mode de régulation « *cost-plus* » ne donne pas d'incitations pour maintenir un service de qualité.

2. Charges d'exploitation

2.1 Pertes

Un représentant de consommateurs estime que l'utilisation des prix « *forward* » n'est pas cohérente avec le principe de fonder la structure du tarif sur des coûts moyens à partir de l'information comptable fournie par les gestionnaires de réseaux. Il suggère plutôt d'utiliser l'information historique des appels d'offres lancés dans le passé. EDF estime que la volonté de la CRE, de retenir comme référence les

conditions de cession d'énergie aux ELD (30 €/MWh au lieu de 41,2 €/MWh), conduit à introduire une forme de subvention croisée entre Production et Distribution, dans la mesure où le GRD ne bénéficie pas du tarif de cession aux ELD, qui est inférieur aux conditions de marché.

Un représentant de consommateurs propose que les fournisseurs injectent dans le réseau un pourcentage d'énergie supplémentaire destiné à compenser les pertes de RTE. Ainsi, le volume très significatif des pertes par RTE ne sera pas acheté par le seul RTE en quelques opérations, mais lors de chaque négociation commerciale entre fournisseur et consommateur.

Deux représentants d'ELD s'étonnent de l'affirmation selon laquelle le volume des pertes non techniques de la distribution est élevé et un plan d'action doit être envisagé. Ils demandent à la CRE d'indiquer ce que pourrait être un niveau normatif des pertes. Un autre représentant d'ELD et un fournisseur demandent la mise en place d'un indicateur de pertes non techniques.

Ce même fournisseur souhaite que, pour le calcul des pertes GRD, les calculs forfaitaires et les résidus soient audités pour les comparer à la différence entre l'énergie « injectée » et l'énergie « relevée ».

2.2 Services système

RTE s'interroge sur la façon de prendre en compte la charge de rémunération des producteurs participant au réglage de la fréquence, dans la mesure où ce service n'est pas obligatoire.

EDF et un producteur estiment qu'une remise en cause de la méthode de valorisation du réglage de la fréquence pénaliserait la compétitivité des producteurs installés en France et s'opposent à tout système rendant obligatoire la fourniture d'un service sans rémunération adaptée. Ce producteur indique que la mise à disposition de réserves pour le réglage de fréquence pourrait très bien s'inscrire dans le prolongement du mécanisme d'ajustement.

Un fournisseur estime qu'un « benchmark » auprès de grands constructeurs européens pourrait apporter des éléments utiles sur les dimensionnements.

Un représentant de consommateurs fait remarquer qu'à sa connaissance, les alternateurs et transformateurs requis pour la fourniture du système sont amortis depuis de longues années et que, dans ce contexte, le service correspondant devrait être facturé à un très faible niveau.

2.3 Autres charges d'exploitation

Un représentant d'ELD demande si la CRE prend en compte l'externalisation des charges futures réalisée par EDF au travers d'un mécanisme d'assurance, comme elle l'avait fait pour le premier tarif. Un autre représentant d'ELD demande si le système de constitution de provisions actuellement mis en place par EDF et GDF est considéré comme faisant partie du « système de financement actuel ».

Enfin, EDF indique qu'il existe un aléa financier lié à l'absence de prise en compte dans le niveau tarifaire des évolutions futures du financement du régime des retraites.

2.4 Coûts de raccordement

Un représentant d'ELD indique que, dès lors qu'un chantier est financé par une collectivité, partiellement ou totalement, les principes comptables mis en œuvre tiennent compte de l'apport du concédant. Par ailleurs, cet acteur estime que les raccordements en BT bénéficient de programmes subventionnés du FACE,

contrairement à ce qui est dit dans la consultation. Un autre représentant d'ELD attire l'attention sur le problème spécifique du raccordement des ZAC (pré financés par les aménageurs, mais remboursés par les distributeurs au fur et à mesure des souscriptions de puissance).

Un fournisseur indique que l'abandon des forfaits va faire apparaître des remboursements pour des réseaux financés par des tiers et réutilisés ensuite, et qu'il faudra que les gestionnaires de réseaux déduisent ces remboursements de leurs charges à couvrir par le tarif.

Un représentant d'ELD et EDF indiquent qu'il existe encore des incertitudes sur le l'évolution du périmètre des charges couvertes par le tarif, qui pourraient avoir des conséquences sur la rentabilité future du distributeur. En particulier, EDF précise que le traitement applicable aux raccordements et renforcements introduit un risque juridique et financier lié à l'incohérence entre la réglementation générale et l'utilisation des réseaux.

Un représentant de concédants estime, pour sa part, que la proportion des coûts de raccordement financée par les tarifs d'utilisation des réseaux ne peut être que la conséquence des contrats de concession de distribution publique, qui fixent la participation des tiers aux frais de raccordement.

2.5 Recouvrement des coûts des GRD

Un représentant d'ELD s'interroge sur la pertinence d'une approche réalisée sur les seuls coûts de gestion des réseaux nationaux. La gestion des écarts pour les distributeurs locaux ne pourra être constatée qu'à posteriori et devra être prise en compte dans les systèmes de péréquation instaurés dans la loi. Cela nécessitera, selon elle, une nouvelle analyse des mécanismes des fonds FPE et FACE avant la mise en place d'un nouveau tarif. Un autre représentant d'ELD estime qu'il faudra tenir compte de l'écart de densité de consommation entre le GRD EDF et les ELD, ainsi que des écarts de mix d'utilisateurs. Il demande également comment la part des recettes revenant aux ELD mais perçue par le GRD EDF retournera aux ELD. Enfin, ce représentant signale qu'il ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle le risque financier des GRD du fait de l'existence de tarifs à différenciation temporelle applicables aux domaines de tension HTA et BT est faible. Un représentant de concédants estime, de son côté, que l'on ne peut pas faire l'économie d'une étude des coûts des distributeurs non nationalisés pour les ajouter à ceux d'EDF avant de déterminer le tarif.

EDF estime que le transfert d'actifs entre RTE et EDF devrait faire l'objet d'une contractualisation sous l'égide de la CRE, avant l'entrée en vigueur du prochain tarif.

2.6 Recettes

RTE signale qu'intégrer IFA dans l'assiette tarifaire poserait plusieurs problèmes :

- les charges d'IFA devraient inclure une rémunération des capitaux plus élevée que pour le reste du RAG, en raison des caractéristiques très particulières de cette interconnexion à courant continu (risques de défaillance et coûts de réparation très élevés) ;
- les produits des enchères sont difficiles à prévoir ;
- le traitement de la ligne par les régulateurs serait différent entre la France et l'Angleterre ce qui pourrait inciter la Commission européenne à intervenir.

2.7 Aléas climatiques et de marché

EDF craint que de nombreux éléments supplémentaires (financement des retraites, transfert d'actifs du transport à la distribution, recettes, achats de pertes) amènent la CRE à des révisions annuelles et à terme, à une nouvelle proposition tarifaire de la CRE. EDF souhaite que soit précisée la durée du prochain tarif.

V. Projet de règles tarifaires

1. Définitions

L'ensemble des acteurs fait remarquer que l'introduction de définitions dans le projet de règles tarifaires constitue un progrès important.

Un représentant d'ELD estime, cependant, qu'il existe encore des imprécisions dans les définitions qui permettront à RTE d'imposer des prestations complémentaires payantes. Par exemple, il demande si la définition d'un utilisateur implique que l'utilisateur en décompte est exclu. Il souhaiterait, en outre, que la notion de « *régime normal d'exploitation* » soit définie.

Un autre représentant d'ELD suggère de définir les notions suivantes : renforcement, extension, branchement, utilisateur en décompte, régime normal d'exploitation, secours mutuel.

EDF demande à la CRE de veiller à ce que ces définitions restent cohérentes avec l'ensemble de la réglementation relative aux raccordements. La notion de capacité réservée sur une ligne ou un transformateur serait à préciser.

2. Facture annuelle

Pour un représentant de concédants, il semble nécessaire de préciser que les modifications de puissances souscrites pourront être réalisées en permanence afin de favoriser l'optimisation tarifaire pour le consommateur. Il faudra, cependant, être vigilant sur les conditions permettant de modifier la puissance souscrite à l'intérieur de la période de 12 mois. Il indique également que la périodicité des factures (annuelle/mensuelle) doit être rendue compatible avec le fonctionnement administratif des paiements au sein des collectivités locales.

RTE regrette l'absence de frontière nette entre les charges liées au mécanisme d'ajustement et de règlement des écarts, et les charges liées à l'accès au réseau. EDF souligne le besoin de préciser clairement ce que sont les coûts des services d'équilibrage.

EDF estime que la forme du tarif de soutirage proposée par la CRE est très contraignante pour les fournisseurs qui voudront proposer des offres aux clients non munis de compteurs à courbe de charge télérelevés. Il propose de la remplacer par un « tarif de référence », pour lequel plusieurs niveaux de prix seraient fixés pour des périodes indépendantes de celles des comptages (semaine/week end, juillet-août/été/demi-saison/hiver, heures pleines/heures creuses). Le tarif de réseau ne serait alors plus réglementé mais serait convenu contractuellement entre le GRD et le fournisseur en se référant pour la répartition des consommations entre ces périodes aux profils également utilisés pour la fourniture.

3. Dépassements de puissance

Un représentant d'ELD et un représentant de consommateurs s'interrogent sur la pertinence du maintien d'une formule aussi complexe de calculs des dépassements, qui n'est, de surcroît, généralement pas utilisée par les industriels.

4. Facture annuelle des soutirages au domaine de tension BT

Un représentant d'ELD demande la signification de « *modalité auditable* » à l'article 6.1.4.

Un représentant de concédants demande que la disposition proposée au paragraphe 6.1.4. du projet de règles tarifaires, permettant un pas de souscription de puissance de 0,1 kVA, soit également applicable pour les courtes et moyennes utilisations, dès lors que les énergies consommées et les puissances appelées sont facilement contrôlables (cas de l'éclairage public).

5. Facture annuelle de DPPNG

Un représentant d'ELD regrette qu'il n'y ait pas de possibilité de demander plusieurs périodes de regroupement de DPPNG. Il sera en particulier difficile pour les GRD de gérer les périodes de DPPNG si plusieurs de leurs clients demandent à bénéficier de ce dispositif pendant des périodes différentes.

6. Facturation des services supplémentaires

EDF demande que les coûts liés à des prestations gratuites, ou non intégralement facturées, soient pris en compte dans le tarif.

VI. Autres sujets abordés par les acteurs

Un représentant de consommateurs se demande dans quelle mesure on pourrait envisager une prime pour les clients interruptibles pour le service d'effacement.

Un autre représentant de consommateurs déplore l'absence d'engagement de progrès, en terme de qualité d'alimentation, de la part du transporteur ou du distributeur. Or, il existe des difficultés de qualité d'alimentation de l'électricité rencontrées notamment sur les sites papetiers. Il demande des garanties dans les contrats de base sur le respect de la qualité de l'alimentation. EDF regrette également que le texte n'aborde, à aucun moment, le niveau de qualité attendu de l'ensemble des prestations, qu'elles soient standards ou complémentaires.

Un représentant de concédants regrette que les propositions ne tiennent pas compte des spécificités des collectivités locales. Il regrette que ces dernières n'aient pas été consultées plus en amont. Il estime par ailleurs important de donner aux consommateurs éligibles, dont les collectivités locales, une lisibilité sur le moyen terme de l'évolution des tarifs d'accès.