

STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

Consultation publique de la CRE du 24 mai 2016

CONTRIBUTION DES FEDERATIONS D'ELD

Le 28 juin 2016

Dans le cadre de la consultation publique lancée le 24 mai dernier relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, les fédérations représentatives des ELD, qui regroupent 150 entreprises en charge de la distribution d'électricité sur le territoire national, se sont associées pour formaliser une contribution commune. Elles souhaitent soumettre à la CRE leurs réflexions, résultats d'analyses et remarques.

En liminaire, les ELD souhaitent rappeler dans le cadre de cette consultation **ce à quoi elles sont attachées**, et les principales questions qui restent, selon elles, en suspens.

Les réseaux et notamment **les réseaux de distribution** jouent déjà et **vont jouer un rôle déterminant de solidarité et de mutualisation dans l'accompagnement des évolutions que le système électrique va connaître dans la transition énergétique.**

Les évolutions prévisibles auront des incidences majeures sur les modes d'utilisation et d'exploitation des réseaux, et en conséquence sur la méthode de détermination de la structure du TURPE, afin que la couverture des charges soit toujours pleinement assurée.

Dans ce contexte, **les ELD veulent mentionner leur attachement indéfectible à la péréquation nationale et au mécanisme dit "du timbre-poste"** qui sont sources d'équité et d'aménagement équilibré des territoires.

Les ELD estiment également que **la structure du TURPE doit s'inscrire dans une vision englobant les différents signaux de prix et de tarifs envoyés aux clients finaux**, afin d'améliorer l'efficacité du système électrique dans son ensemble.

Parmi les divers enjeux, **les ELD souhaitent particulièrement attirer l'attention de la CRE sur la nécessaire couverture des coûts des GRD, et rappeler que la structure de ces coûts est très majoritairement fixe.**

Les évolutions prévisibles, tant sur l'autoconsommation que sur la maîtrise de la demande d'énergie et le développement de la production raccordée au RPD, ne vont pas faire baisser ces charges fixes mais au contraire vont les augmenter, car le réseau de distribution devra être adapté. De plus, il sera toujours présent, a minima en secours, et disponible en permanence pour le point de livraison, conformément aux cahiers des charges de concession.

Dans ce cadre, tout **en rappelant la nécessaire continuité des méthodes de construction du TURPE**, tant pour les GRD que pour les incitations d'usage des utilisateurs, **les ELD demandent une augmentation très significative du terme proportionnel à la puissance, voire l'introduction d'un terme fixe complémentaire** correspondant aux différents services délivrés par le simple fait d'être connecté au réseau, que de l'énergie transite ou non par celui-ci.

Question 1: Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous, permettant d'adapter si nécessaire la structure du TURPE 5 à l'issue de deux ans de mise en œuvre ?

Les ELD estiment que la structure des tarifs doit intégrer dès le début de la période tarifaire, autant que faire se peut, les différents modes d'utilisations de l'énergie et leurs évolutions prospectives connues à ce jour, insufflées notamment par les enjeux de la transition énergétique ou les nouvelles technologies de production et de stockage, ou encore par le développement des effacements.

Une révision de la structure du TURPE représente des impacts significatifs pour l'adaptation des systèmes d'information des GRD, alors même que les équipes informatiques sont déjà fortement mobilisées sur de nombreux autres sujets (mécanismes de marché, compteurs communicants, mise à disposition des données...). Ces coûts d'adaptation pèsent encore plus fortement sur les ELD qui ne peuvent amortir ces coûts de développement des SI que sur un nombre de PDL limité. **Les ELD sont donc défavorables à une révision du TURPE en structure à une fréquence biannuelle.**

Si elle devait cependant avoir lieu, les modifications ne devraient porter que sur un périmètre très limité et avoir préalablement fait l'objet d'une analyse coûts/bénéfices. Un délai suffisant (a minima 9 mois) devrait alors être laissé aux ELD pour la mise en œuvre dans leurs SI des modifications de structure demandées.

Les clauses de rendez-vous définissant la répartition entre parts fixes et parts variables, ou ayant pour objet la réévaluation de la trajectoire financière, peuvent quant à elles être envisagées, car elles sont facilement intégrables par les GRD.

Question 2: Etes-vous favorable au principe du regroupement en BT, proposé par ERDF ?

Les conséquences mises en évidence par la CRE sont réelles et affectent le fondement même du système électrique français (péréquation). Aussi, **les ELD considèrent que les schémas de regroupement et de production partagée présentent des risques certains et ne peuvent être envisagés que pour traiter des situations très spécifiques**, circonscrites à des usages professionnels à la maille d'un bâtiment et d'une entreprise, à préciser dans le cadre d'une concertation et analyse approfondie.

Par ailleurs, la mise en œuvre de ce mécanisme engagerait une **complexité de gestion et des coûts de développement SI importants**. Elle doit donc être examinée au regard d'une analyse préalable coûts/bénéfices et **ne peut**, pour des raisons évidentes de calendrier, **être intégrée dès TURPE 5**. Elle devra de plus faire l'objet d'une expérimentation préalable, telle que prévue par la LTECV.

Question 4: Etes-vous favorable au lissage de l'augmentation de la part puissance prévue en BT ≤ 36 kVA ?

Si la méthode d'allocation des coûts proposée par la CRE est favorable aux consommateurs, qui auraient à supporter de façon progressive l'augmentation de la part puissance sur la



durée du tarif, elle serait impactante pour les GRD qui ne couvriraient pas immédiatement leurs coûts.

Par ailleurs, les premières simulations réalisées font globalement apparaître une baisse de la part fixe par rapport à TURPE 4.

De ce fait, **les ELD émettent des réserves sur cette proposition.**

Question 5: Quelle est votre analyse de la méthode d'allocation des coûts de réseau proposée par la CRE ?

L'application des coûts de réseau à une base de courbes de charges historiques connues ne permet pas de prendre en compte les évolutions des modes de consommation, de production et de stockage, ni les nouveaux usages de l'électricité qui vont se développer sur la période tarifaire. A défaut de pouvoir le faire de façon anticipative, un ajustement des données d'entrée de la fonction de coût devra être opéré régulièrement, afin d'actualiser les résultats de la fonction de coût et par voie de conséquence la trajectoire tarifaire.

De plus, le résultat de cette nouvelle allocation des coûts est étroitement lié à la typologie des utilisateurs de réseaux de chaque GRD, phénomène qui pourrait être amplifié par le niveau significatif des ajustements pour chaque segment (- 8%, - 2%, + 2,5 %).

Les ELD émettent de ce fait des réserves sur la méthode proposée.

Question 6: Etes-vous favorable à la prise en compte progressive de l'évolution de la répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA, et BT ≤ 36kVA ?

Non, pour les mêmes raisons que celles évoquées à la question 4.

Question 7: Etes-vous favorable à l'utilisation de la méthode spécifique proposée par la CRE pour la construction du tarif BT LU ?

Les ELD sont réservées sur la proposition de la CRE et s'étonnent qu'une méthode spécifique soit évoquée pour la construction du tarif BT LU. Cela introduirait une répartition injustifiée des coûts, voire un avantage exorbitant pour certains utilisateurs qui pourraient bénéficier de cette option bien que n'appartenant pas à la catégorie de consommateurs qu'elle est censée viser. De fait, ces utilisateurs payeraient un tarif inférieur aux coûts qu'ils génèrent.

Par ailleurs, cette méthode ne semble pas de nature à favoriser les économies d'énergie. Si elle devait être appliquée, cette méthode ne devrait alors concerner que des usages spécifiques et circonscrits comme l'éclairage public par exemple.

Question 8: Etes-vous favorable à la mise en œuvre progressive, à un rythme annuel, du recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles ?

Les ELD rappellent une nouvelle fois leur attachement à la couverture des coûts supportés par les GRD, et leur prise en compte dans l'élaboration du tarif dès qu'ils sont connus.

Compte tenu du contexte particulier évoqué ici, elles ne sont pas opposées cependant à la proposition de la CRE.

Les ELD souhaitent par ailleurs souligner que l'explication donnée en 2.1.7 ne montre pas que les + 0,9 % par an sont intégrés aux évolutions tarifaires, ces dernières ne semblant couvrir que les seuls impacts d'évolution des coûts définis au 2.1.2.

Question 9: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 3 ?

Question 10: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 2 et HTB 1 ?

Les GRD constatent une forte décorrélation entre la structure et les niveaux de prix des grilles HTB3, HTB2 et HTB1 qui sont susceptibles de créer un phénomène de ciseau tarifaire entre le niveau auquel se sourcent les GRD et l'acheminement facturé à leur clients.

Les GRD demandent à ce qu'une cohérence soit assurée entre les 3 niveaux de tension.

Question 11: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour les domaines de tension HTB 3, HTB 2 et HTB 1 ?

Les taux d'évolutions des factures envisagés par la CRE, entre TURPE 4 et TURPE 5, montrent que l'incitation à moins consommer pendant les heures de pointe nationale est très fortement revalorisée. **Cette évolution va dans le sens d'une meilleure maîtrise de la pointe nationale. D'une façon générale, les ELD sont favorables aux dispositions qui peuvent réduire les pointes locales de consommation sur les réseaux qu'elles exploitent. Elles sont cependant défavorables à l'accroissement de l'horosaisonnalité telle qu'elle est envisagée.**

En effet, les ELD attirent l'attention de la CRE sur la situation atypique des GRD, dans la mesure où ils ont en général des taux d'utilisation de la puissance souscrite élevés et subissent les transits d'énergie sur les réseaux qu'ils exploitent sans disposer de réels moyens d'actions permettant de réduire fortement les consommations à la pointe nationale.

Selon les graphiques 3 en page 21 de la consultation, et toutes choses égales par ailleurs, un GRD alimenté en HTB2 auprès de RTE avec un taux d'utilisation de 75% (cas existant) verrait sa facture d'acheminement grimper de 8%. Or, les signaux de coûts des soutirages à la pointe sont très imparfaitement véhiculés aujourd'hui vers les clients finaux ; ils le seront un peu mieux (ils ne le seront jamais totalement) quand seront simultanément déployés massivement des compteurs communicants et mis en œuvre des signaux tarifaires adaptés.

Les ELD demandent donc que la différenciation temporelle accrue envisagée soit mise en place de façon très progressive, à un rythme cohérent avec les signaux effectivement



véhiculés vers les clients finaux. A défaut, les GRD seraient victimes d'un pincement tarifaire injustifié.

Une progressivité est par ailleurs déjà envisagée dans cette consultation pour bien d'autres évolutions tarifaires, alors que les acteurs concernés ont une maîtrise directe de leurs soutirages. Il serait donc d'autant moins compréhensible qu'elle ne soit pas mise en œuvre pour des acteurs (les GRD) n'ayant que très peu de maîtrise de leurs soutirages. Cette maîtrise est d'autant plus limitée qu'un tiers des pointes de consommation environ sont des pointes locales, désynchronisées de la pointe nationale ; malgré leurs souhaits exprimés à maintes reprises dans ce domaine, les ELD regrettent qu'un dispositif de pointe mobile sur critère local ne soit toujours pas intégré au TURPE.

Par ailleurs, la proposition de grilles met en évidence des évolutions très différenciées selon les 3 niveaux HTB. Selon les niveaux de tension propres à chaque ELD, le bilan économique est susceptible de s'avérer très contrasté.

Question 12: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir une tarification à la puissance souscrite ?

Les ELD réitèrent leur réponse à la consultation de juillet 2015 : **la tarification à la puissance souscrite permet à l'utilisateur**, en liaison avec son fournisseur (contrat unique) ou le GRD (CARD), **d'avoir une réflexion sur ses besoins en puissance**, et par la même d'engager les actions économiquement intéressantes pour maîtriser le coût de son accès au réseau. Dans ces conditions, **l'abandon de la souscription de puissance au bénéfice d'une facturation à la puissance atteinte semble contraire aux objectifs de la transition énergétique**.

Cependant, et dans la mesure où **les gestionnaires de réseaux**, qui **ne sont pas des utilisateurs de réseaux**, ne peuvent pas maîtriser l'appel de puissance sur leurs réseaux, la tarification à la puissance atteinte pourrait être mise en œuvre dans le cadre des contrats de reversement aux réseaux amonts, dans la mesure où cette facturation ne leur ferait pas supporter de coûts supplémentaires.

Question 13: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le modèle quadratique actuel pour la facturation des dépassements en HTB 2 et HTB 1 ?

Dès lors qu'une facturation à la puissance souscrite serait maintenue, le modèle de facturation des dépassements devrait être maintenu également. Le modèle quadratique actuel, au-delà de l'envoi d'un signal relatif à l'ampleur et à la durée des dépassements, présente l'intérêt d'être bien connu et maîtrisé par les acteurs, les systèmes de comptage et les systèmes d'information.

Question 14: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à autoriser la modification de puissance en cours de mois uniquement pour l'avenir avec un préavis de 3 jours ?

Les ELD sont favorables au maintien d'une souscription de puissance ex-post, a minima pour les GRD. En effet, si la prévisibilité des puissances peut être complexe pour un industriel, elle l'est beaucoup plus pour un GRD, notamment en milieu rural, soumis à la fois à la thermosensibilité des utilisateurs raccordés et à l'intermittence des productions décentralisées. **Cette impossibilité à prévoir l'appel de puissance sur leurs réseaux, même à 3 jours, conduira inévitablement ces GRD à une sursouscription de puissance, ou à des prises de risques inconsidérées, aux conséquences financières qui pourront être particulièrement importantes.**

Cette disposition pourrait peser lourdement sur les coûts d'accès de certains GRD, alors même qu'ils ne disposent d'aucun moyen d'action pour maîtriser ou décaler certains appels de puissance (contrairement à la plupart des consommateurs raccordés au RPT). A contrario, le principe de la souscription ex-post, si elle peut engendrer des décalages dans la trésorerie de RTE, n'impacte pas sur la durée les recettes globales de RTE.

Question 15: Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE concernant les propositions de RTE destinées aux industriels ?

Les ELD partagent l'analyse de la CRE

Question 16: Etes-vous favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écrêtement grand froid sur les périodes de froid rigoureux ?

Les ELD sont très interrogatives sur la pertinence et le rapport « bénéfice/coût » de cette proposition. En effet :

- Ce sont bien les périodes de froid rigoureux qui sont, de façon extrêmement majoritaire, à l'origine des pointes de consommation les plus fortes des gestionnaires de réseaux. L'éventuel effet d'aubaine indiqué, s'il existe, ne saurait donc être que très limité et involontaire ;
- Le dispositif actuel a le mérite d'être simple, le recentrage envisagé étant beaucoup plus complexe ;
- L'impact d'une période de froid sur la courbe de charge ne se limite pas aux seuls jours de froid, mais s'étend potentiellement aux jours suivants, en raison de l'inertie thermique et du comportement des utilisateurs ; or, cet effet n'est pas pris en compte dans la proposition.

Par ailleurs, si une telle mesure restait malgré tout envisagée, elle devrait être conditionnée par :

- La prise en compte des surcoûts induits pour les GRD dans le niveau du tarif (ceux-ci pouvant être très significatifs) pour les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ;
- L'automatisme de déclenchement et d'application par RTE de la clause grand froid, sans que le GRD ait à surveiller et réclamer son application pour un jour donné.

Question 17: Etes-vous favorable à la seconde proposition de la CRE visant à limiter l'application du dispositif d'écrêtement grand froid aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national ?

Les ELD ne sont pas favorables à la proposition consistant à limiter l'application du dispositif d'écrêtement grand froid aux seules situations de froid rigoureux, où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au plan national.

Comme exposé précédemment, les ELD sont favorables à un maintien en l'état du dispositif actuel d'écrêtement grand froid qui a toute sa justification et le mérite de la simplicité et de l'homogénéité pour l'ensemble des GRD.

Les ELD souhaitent souligner à nouveau, que les consommations et appels de puissance ne sont pas en corrélation instantanée avec les températures. Une inertie importante peut parfois être constatée avec des appels de puissance importants après des périodes de grands froids ou avec des baisses de puissance limitées entre deux périodes de froid.

Question 18: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année tout en excluant les périodes de pointe fixe et de pointe mobile fondée sur la période PP1 ?

Les ELD sont favorables à une extension de la période d'application des dépassements ponctuels programmés (DPP). En effet, d'importants travaux sont et vont s'avérer encore nécessaires au sein des postes sources dans les prochaines années, en particulier pour la mise en œuvre des S3REnR, le déploiement des smart grids, la gestion du capacitif ou le renouvellement des équipements. Ces travaux nécessitent des coupures et des reports de charge qui ne peuvent se limiter aux périodes estivales, compte tenu des délais imposés aux GRD. Il est donc indispensable de pouvoir étendre la période des DPP.

Par ailleurs, les limites fixées par TURPE 4 sur le nombre de DPP dans l'année civile (1) et la durée de ceux-ci (14 jours) devraient également être levées.

En considération des engagements de disponibilité vis-à-vis des producteurs, la contrainte de disponibilité des postes sources peut désormais être plus forte en été pour ceux qui comportent un nombre important de productions (notamment photovoltaïques), et donc amener les GRD à planifier des travaux prioritairement en hiver.

Il est important de préciser que, dans le cadre de ces travaux, les dépassements de puissances sur les postes sources des GRD sont le résultat de simples reports de charge d'un poste source sur un autre poste source situé à proximité. Ce report de charge, s'il respecte la puissance de raccordement du poste source, ne constitue donc pas une contrainte supplémentaire pour le réseau de transport.

Question 21: Avez-vous des remarques sur les nouvelles règles proposées ?

Les GRD ELD comprennent le besoin technique de pilotage plus fin du réactif sur le réseau de RTE. Cette problématique est principalement liée à l'arrivée de productions décentralisées sur les réseaux de distribution mais aussi sur le réseau de transport.

Les ELD ne sont pas favorables au principe de facturation du réactif à l'interface RPD/RPT. Le principe proposé par RTE consiste à facturer du réactif en dehors des zones autorisées, quel que soit le poste source concerné ou la saison. Ce principe apparaît comme totalement inefficace voire contre-productif, car il peut conduire à facturer aveuglement de la consommation de réactif sur des zones qui ne sont pas en contrainte.

Avec la multiplication des productions décentralisées, chaque poste source doit être analysé au regard de sa situation spécifique (pas de problèmes / problème de tension basse / problème de tension haute / problème de tension haute et selon la saison).

D'une manière générale, les ELD estiment qu'avant d'envisager appliquer de tels seuils de contraintes vis-à-vis des GRD, une démarche saine consisterait au préalable à ce que :

- RTE identifie les situations à contraintes ;
- un partage avec les GRD concernés soit effectué afin de déterminer les solutions techniques optimales de traitement des situations problématiques, ces solutions n'étant pas nécessairement du ressort du GRD ;
- une mise à niveau soit réalisée afin de respecter la cible envisagée. Celle-ci serait traitée par des investissements portés par RTE dans le cadre de sa mission dans l'équilibre global du système tension (ce qui reviendrait à mutualiser les dépenses de mise à niveau via le TURPE) ;
- la mise en œuvre de règles similaires de gestion du réactif sur le RPD soit établie afin de stabiliser à minima l'énergie réactive produite ou consommée par les réseaux de distribution, celle-ci n'étant que la résultante du fonctionnement des utilisateurs de ces réseaux. Sans ces modifications, les GRD ne seraient pas en mesure en effet d'inciter les utilisateurs de leur réseau à ajuster au mieux leur comportement et contribuer à l'amélioration de la situation.

En tout état de cause, s'il devait évoluer, le mécanisme de pénalités devrait offrir la possibilité de neutraliser une bande exprimée en MVAR d'énergie injectée ou soutirée à l'interface RPD/RPT, qui serait déterminée sur la base de l'historique des 3 dernières années.

Par ailleurs, une gestion de la compensation adaptée au principe de facturation au pas horaire est susceptible d'engendrer de plus fréquents à-coups de tension liés à l'enclenchement des batteries de condensateurs dans les postes sources.

Question 22: Faut-il prévoir des modalités transitoires pour l'application de ces nouvelles règles ? Si oui, pouvez-vous préciser quels moyens devront être mis en œuvre et les échéances associées ?

Voir réponse précédente à la question 21

Question 23: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTA ?

Les ELD sont favorables aux formes de grilles proposées en HTA car elles garantissent une uniformité de traitement, notamment dans la programmation des compteurs. La mise en



place de la pointe mobile permettra de donner aux fournisseurs des signaux de prix en cohérence avec la charge des réseaux, mais nécessitera des investissements importants en termes d'adaptation de SI.

Question 24: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension HTA ?

Les grilles proposées conduisent à des résultats en rupture avec le TURPE 4, et largement tributaires de la nature du portefeuille clients des GRD. Une attention particulière sera à apporter au juste équilibre des recettes et coûts des GRD.

Question 25: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en BT > 36 kVA ?

cf. réponse à la question 23.

Question 26: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT > 36 kVA ?

cf. réponse à la question 24.

Question 27: Etes-vous favorable aux modalités envisagées par la CRE pour la mise en place d'un tarif à quatre plages temporelles en basse tension ≤ 36 kVA ?

Les ELD demandent à la CRE de préciser que seuls les utilisateurs déjà équipés d'un compteur communicant pourront opter pour cette option tarifaire. Il ne faudrait pas en effet que le plan de déploiement des compteurs communicants élaboré par un GRD pour sa zone de desserte soit soumis à des aléas liés aux demandes de souscription de cette option par des consommateurs ne disposant pas de tels compteurs.

Question 28: Etes-vous favorable au maintien de la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat ?

Les ELD réitèrent leur réponse à la consultation de juillet 2015 :

« Les ELD considèrent qu'il est prématuré de proposer une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA pour les utilisateurs du domaine de tension BT ≤ 36 kVA tant que le déploiement des compteurs LINKY n'est pas achevé. Cette possibilité créerait une discrimination entre les utilisateurs, seuls les utilisateurs équipés de compteurs LINKY pouvant optimiser leur souscription de puissance.

Par ailleurs, ne disposant pas d'un historique suffisamment fin de la puissance utilisée, ces utilisateurs pourraient mal apprécier la puissance à souscrire et engendrer des demandes de modifications inadaptées qui induiraient un coût pour la collectivité. De plus, la précision au kVA près entraînerait inévitablement des demandes d'intervention fréquentes de modification de puissance souscrite. La plage de puissance de 3 kVA paraît être un très bon compromis.

Question 29: Etes-vous favorable à la suppression des plages de puissance en BT \leq 36 kVA ?

Si cette disposition permettrait de simplifier la gestion des sites BT, les ELD souhaitent attirer l'attention de la CRE sur la nécessité d'explicitier les transferts de tarifs pour certains clients, au cas où elle serait retenue.

Question 31: Etes-vous favorable à la tarification des dépassements de puissance telle que proposée par la CRE ?

La tarification des dépassements quadratiques en HTA correspond à une pratique connue et largement répandue. Les GRD ELD sont favorables à cette tarification.

En ce qui concerne les sites BT $>$ 36 kVA, la facturation des dépassements de puissance sur la base de la durée du dépassement est également connue, répandue et simple pour les utilisateurs. Les GRD ELD y sont également favorables.

En revanche, la mécanique de plafonnement proposée par la CRE est complexe au regard de la simplicité souhaitée pour ce type d'utilisateurs. Sa mise en œuvre nécessiterait des évolutions SI qui pourraient s'avérer très onéreuses au regard de l'attendu. Il est ainsi probable que l'analyse et les traitements soient réalisés manuellement par les GRD. A ce titre, il convient de caler les seuils de sorte que ces retraitements manuels soient vraiment exceptionnels. Afin d'atteindre l'optimum économique, il est nécessaire de faire en sorte que le traitement de quelques cas extrêmes ne génèrent pas des coûts de gestion sans commune mesure avec les coûts de gestion des autres clients.

Ainsi, sans remettre en cause le principe de facturation des dépassements à la durée, leur tarification devrait tenir compte de l'impact sur les réseaux qui n'est pas du tout le même dans le cas du dépassement d'1 kVA pendant 1 mois ou du dépassement de 20 % de la puissance souscrite. Ainsi une règle simple pourrait être la suivante :

- Si P atteinte - Ps (la Pa étant une donnée facilement accessible) $>$ 3 kVA \rightarrow Pas de plafonnement des dépassements.
- Si P atteinte - Ps $<$ seuil (3 kVA) \rightarrow Soit plafonnement à une valeur fixe, soit abattement fixe de x %, soit prix de l'heure de dépassement réduit.

Question 32: Etes-vous favorable à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA ?

Les ELD souhaitent maintenir la possibilité d'appliquer un tarif spécifique pour les dépassements ponctuels programmés, et même de l'étendre à l'ensemble de l'année comme c'est envisagé pour les réseaux HTB.

En effet, avec le développement des raccordements d'EnR et la contrainte qui pèse désormais sur les distributeurs en matière de délai de raccordement, les travaux nécessitant des reports de charge devront être réalisés tout au long de l'année et non plus seulement en



période d'été. La composante DPP, permet de limiter pour les GRD les conséquences financières des reports de charge résultant de travaux à caractère imposé.

Question 33: Etes-vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non-proprétaires de leur compteur en BT ≤ 36 kVA ?

Les ELD considèrent que la quasi-totalité des utilisateurs ne sont pas propriétaires de leur compteur en BT < 36 kVA. De ce fait, elles sont favorables à la proposition de la CRE.

Question 34: Etes-vous favorable à la création d'une composante de gestion unique et spécifique aux autoproducteurs ?

Dans le schéma contractuel actuel, les sites ayant des moyens de production doivent contractualiser avec le GRD un contrat CARD-I, une convention d'exploitation, une convention de contrôle de performances, documents contractuels qui peuvent être regroupés en un document unique. Le fait que le site soit également en soutirage ne conduit pas à limiter le travail d'établissement et de gestion de ces contrats. Par conséquent, les ELD estiment que la composante de gestion des autoproducteurs ne doit pas être modifiée dans TURPE 5.

Toutefois, si ce choix était fait, une attention particulière devra être portée pour prendre en compte l'ensemble des coûts de contractualisation, tant en injection qu'en soutirage. Aux fins d'équité, cette composante devra s'appliquer à tous les utilisateurs injectant et soutirant via un point de livraison unique.

Question 35: Etes-vous favorable à la mise en place d'une composante tarifaire de gestion unique, les conditions de rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de la relation contractuelle avec les utilisateurs étant par ailleurs définies dans les contrats et protocoles liant les GRD et les fournisseurs ?

Sur le principe, les ELD ne sont pas opposées à la mise en place d'une composante tarifaire de gestion unique, mais **les coûts envisagés sont très en deçà des coûts réels des GRD ELD qui ne bénéficient pas d'effet d'échelle.**

Question 36: Le cas échéant, êtes-vous favorable à l'encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD ?

Les ELD sont favorables à l'encadrement de la rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique, pour ce qui concerne la part acheminement, afin d'éviter des distorsions. Cet encadrement devra prendre en compte non seulement le portefeuille du fournisseur mais également la taille du GRD concernés.

Question 37: Dans la perspective d'un encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD, quelles modalités de rémunération seraient les plus adaptées ?



Une **évaluation** précise et transparente **des tâches réalisées par les fournisseurs** en lieu et place des GRD devra être effectuée et faire l'objet d'une comparaison d'un fournisseur à l'autre, **pour que la régulation porte sur leur efficience**.

On pourrait par ailleurs imaginer que le GRD facture au Fournisseur dans le cas d'un contrat unique la seule part de la composante de gestion qui lui revient et que le Fournisseur ajoute dans la facture de son client la part qui le concerne, ce schéma éviterait des refacturations entre le GRD et les différents fournisseurs et serait plus simple sur le plan fiscal. Cette solution offre de plus une totale transparence sur les coûts de gestion respectifs imputables au fournisseur et au GRD.

Question 39: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'uniformiser le mode du financement de l'ensemble des réserves ?

Les ELD ne formulent pas d'avis sur l'évolution du mode de financement proposé. En revanche, elles demandent à la CRE de s'assurer de la neutralité des adaptations vis-à-vis de leur couverture de charges, notamment si les installations raccordées aux réseaux de distribution sont sollicitées.

