



**Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs  
d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »**

Contribution des ELD

**Question 1 : êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?**

**Réponse :** Au-delà des critères et principes listés dans le document de consultation et auxquels nous souscrivons, il nous semble pertinent d'ajouter de nouveaux principes :

- un principe de « prévisibilité » nous semble légitime pour donner une vision de long terme aux utilisateurs du réseau. Ce principe conduirait à indiquer les grandes tendances et leurs conséquences probables sur la structure et le niveau du TURPE à moyen/long terme.
- De même, un principe de couverture des coûts des gestionnaires de réseaux publics de distribution devrait également apparaître.
- Enfin, étant donné les conséquences qu'une évolution du TURPE pourrait avoir sur les systèmes d'informations des GRD, il est souhaitable d'instaurer un principe de simplicité. Il se traduirait par le fait de privilégier, par principe, des évolutions qui ont de faibles impacts SI.

**Question 2 : partagez vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?**

**Réponse :** nous sommes en phase avec la Commission de régulation de l'énergie sur les enjeux identifiés. Nous attirons cependant l'attention de la CRE sur le fait que ces évolutions nécessitent des développements SI complexes qui nécessitent une bonne anticipation pour un déploiement homogène sur l'ensemble du territoire, ainsi qu'une redistribution des coûts que les utilisateurs doivent pouvoir anticiper. Nous sommes favorables à une plus forte saisonnalité des coûts variables du TURPE mais rappelons que la majorité des coûts reste des coûts fixes et qu'il convient d'abord de rééquilibrer le ratio entre les parts fixe et variable de la composante soutirage du TURPE.

**Question 3 : êtes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?**

**Réponse :** en ce qu'il permet de répercuter plus finement les différents types de coûts, le découpage du TURPE en plusieurs composantes est opportun.

Afin de pouvoir adapter les systèmes d'information des GRD sereinement, les ELD estiment qu'un nouveau découpage nécessiterait un délai de 36 mois pour assurer sa traduction concrète.

**Question 4 : partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport, et le maintien du niveau général de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de distribution hors cas particulier de la composante de gestion payée par les autoproducteurs ?**

**Réponse :** Nous ne disposons pas d'éléments suffisants nous permettant de juger de l'opportunité de l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport. En revanche, nous attirons l'attention sur le fait que, pour permettre la couverture de leurs coûts, toute augmentation des composantes tarifaires répercutées aux GRD doit se traduire par transitivity par une augmentation des recettes.

S'agissant de la distribution nous constatons une croissance en volume et en complexité des missions (raccordement IRVE, raccordement indirect, etc.) qui rend incontournable une perspective d'augmentation de la composante de gestion sur la distribution.

S'agissant de la composante de gestion payée par les autoproducteurs, et sans avoir d'éléments précis, nous sommes par principe favorables à un suivi régulier des coûts résultant des opérations d'autoconsommation (individuelles ou collectives) afin que les coûts imputables par les GRD à la gestion de ces utilisateurs soient effectivement couverts par la composante dédiée.

**Question 5 : partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, en distribution, les évolutions des technologies de comptage nécessitent une baisse du niveau de la composante de comptage ?**

**Réponse :** les ELD considèrent que les baisses de coût dues aux évolutions des technologies de comptage sont annihilées par de nombreux autres chantiers en cours et surtout à venir : passage en IP des comptages haut de portefeuille, nouvelles prestations liées à la mise à disposition des données entraînant des charges nouvelles, passage en courbe de charge pour le mécanisme RE, modification du règlement des écarts au pas 15 minutes, déploiement des compteurs communicants.

De plus, la baisse envisagée du niveau de la composante de comptage semble contradictoire avec le mécanisme de différé tarifaire prévu par la Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT  $\leq 36$  kVA. Ce différé tarifaire devrait plutôt impacter à la hausse la composante de comptage, à partir de 2023 lorsque l'apurement du compte régulé de lissage (CRL) débute. Nous soulignons en outre que l'économie de coûts de relève est supposée couvrir les charges d'exploitation et de capital supplémentaires nécessaires au déploiement des compteurs évolués, et non entraîner une baisse de la composante de comptage.

Nous nous étonnons donc d'une diminution dès à présent de cette composante à moins que cette baisse soit intégralement due à un transfert de coûts vers une autre composante. Nous signalons que les baisses envisagées sont importantes et impactent significativement le chiffre d'affaires des GRD : de l'ordre de 0,5 €/MWh transité.

De plus, les ELD attirent l'attention de la Commission de régulation de l'énergie sur le fait que chaque GRD, conformément à la loi, dispose de son propre calendrier de déploiement Linky qui peut s'étaler

jusqu'à fin 2024. Dans ce contexte, et afin de ne pas pénaliser certains gestionnaires de réseaux publics de distribution, nous préconisons d'appliquer cette évolution si elle était retenue, de façon progressive et avec une certaine prudence.

**Question 6 : êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?**

**Réponse :** nous sommes favorables au maintien de la forme générale des grilles tarifaires.

**Question 7 : êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?**

**Question 8 : Quel devrait selon vous être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?**

**Question 9 : que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?**

**Question 10 : selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?**

**Réponse :** Nous partageons la cible : une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles qui permettrait de mieux refléter les coûts et de faire émerger des offres innovantes. S'agissant des modalités pour atteindre cette cible, nous formulons plusieurs remarques, et souhaitons que ce sujet complexe puisse faire l'objet d'un échange bilatéral entre les ELD et les services de la CRE :

- Ces options non saisonnalisées et le tarif à 4 index doivent être construits sur la même base de coûts, sans recherche d'incitation de bascule de l'un vers l'autre, afin de limiter tout effet discriminatoire en fonction de la situation de chaque client et des avancées en termes de déploiement des compteurs évolués sur les différentes zones.
- Nous soulignons qu'une bascule obligatoire durant TURPE 6 vers un tarif à 4 index pour les clients bénéficiant d'un compteur évolué (intégré dans la chaîne de communication) pourrait poser des questions d'équité entre les territoires, notamment pour ceux sur lesquels les compteurs évolués ne sont pas encore déployés. La proposition qui consiste à opérer une généralisation plus tardive permet de limiter ce risque.
- Comme le prévoit la CRE, il nous semble important de maintenir les options non saisonnalisées pour les clients ne bénéficiant pas de compteurs Linky durant TURPE 6. En revanche, il n'est sans doute pas souhaitable que le client ait le choix entre différents types de tarifs puisque le choix se ferait au détriment de la collectivité.
- Durant TURPE 7, les ELD considèrent que si un consommateur est dépourvu d'un compteur Linky de son propre fait (refus de pose par exemple), il revient à ce consommateur de prendre en charge les coûts supplémentaires. La solution consistant à reconstituer un 4 index pour les clients ne bénéficiant pas d'un compteur évolué pour TURPE 7, bien que l'on comprenne la logique qui sous-tend cette proposition, nous semble fragile juridiquement et complexe à mettre en œuvre.

**Question 11 : êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?**

**Réponse :** les ELD constatent également la très faible souscription et la complexité associée à cette option. Nous sommes favorables à la suppression de cette option.

**Question 12 : partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension <36 kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/week-end » n'est pas justifiée ?**

**Réponse :** nous partageons l'analyse de la CRE sur l'option « pointe mobile » et l'option « semaine/week-end ».

**Question 13 : êtes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension < 36 kVA, et selon quelles modalités ? Si vous êtes fournisseur, envisageriez-vous d'utiliser ces dénivelés dans la construction de vos offres tarifaires ?**

**Réponse :** Les ELD sont extrêmement réservées quant à l'introduction d'un dénivelé de puissance en basse tension <36kVA et rappellent que les GRD doivent financer le développement et l'entretien des ouvrages, indépendamment de leur utilisation saisonnière ou non. En effet, la souscription de puissance est une part fixe importante du TURPE qui vient couvrir des coûts fixes d'amortissement et d'entretien annuel des ouvrages indépendamment de leur période d'utilisation. Les ELD souhaitent alerter sur l'effet d'aubaine que cette mesure pourrait entraîner pour certains consommateurs, qui impliquera nécessairement un transfert des coûts non pris en charge par ces consommateurs sur les autres consommateurs.

**Question 14 : êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ?**

**Question 15 : êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?**

**Réponse :** Nous ne sommes pas favorables car les GRD ne pourront pas répercuter ces signaux aux utilisateurs des réaux HTA et BT.

Si cette possibilité devait être accordée à RTE, nous identifions quelques principes à retenir.

La coordination entre GRD et RTE est essentielle afin :

- d'établir le meilleur signal économique pour le système électrique ;
- de planifier suffisamment à l'avance les évolutions de sorte à permettre au GRD d'agir sur les plages temporelles du réseau en lien avec les consommateurs et les fournisseurs et ainsi de retransmettre le signal économique ;
- De procéder aux évolutions des SI et des contrats, etc.

Par ailleurs les ELD alertent sur les sujets suivants à prendre en compte dans l'hypothèse d'une telle évolution :

- Lorsqu'il existe des regroupements tarifaires, les HC doivent être les mêmes pour l'ensemble des sources regroupées ;

- Compte tenu de la lourdeur de la démarche associée à un changement d'heure creuse, il conviendrait de limiter l'occurrence de tels changements ;
- Les modifications proposées par RTE devraient être déclenchées sur contraintes significatives du système électrique et ne pas être réalisées dans les autres situations.

**Question 16 : êtes-vous favorable à une expérimentation portant sur le regroupement de points de livraison en basse tension pour faciliter le déploiement du véhicule électrique dans l'habitat collectif ?**

**Réponse :** Si nous n'y sommes pas défavorables, nous souhaitons relever que cela peut entraîner une grande complexité (évolutions des SI, impacts sur le comptage, la facturation, etc.). De plus, cela crée un précédent s'agissant de regroupement de points de livraison. Si de telles expérimentations sont à l'avenir confirmées et généralisées, cela peut affecter le principe de péréquation. Il nous semble d'ailleurs difficilement envisageable de restreindre cette expérimentation aux véhicules électriques sans que l'on bascule vers une tarification à l'usage, qui serait contraire aux principes du TURPE. Enfin, il nous semble que le coût de la puissance électrique et le coût de la recharge ne sont pas identifiés comme des freins au développement des véhicules électriques.

**Question 17 : êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA ?**

**Réponse :** Les ELD estiment que la gestion et la facturation du réactif sur les réseaux de distribution doivent être appréhendées dans un cadre plus large que la simple suppression de la facturation de l'énergie réactive absorbée.

La forte pénétration des énergies renouvelables a des impacts importants sur le maintien du plan de tension des gestionnaires de réseau de distribution, sur lesquels sont majoritairement raccordées les productions EnR. Elle n'a été prise en considération dans TURPE 5 que sur le réseau de transport au travers de la mise en place de nouvelles zones de facturation de réactif. Les ELD ne partagent pas cette approche.

Les gestionnaires de réseau de distribution se sont ainsi vu imposer de nouvelles contraintes contractuelles sans disposer des moyens techniques ou d'outils contractuels ou tarifaires pour y répondre correctement. Pour maîtriser l'injection de réactif sur leur réseau, les GRD n'ont ainsi aucun levier contractuel ou tarifaire (seule la consommation de réactif est facturable sur le haut de portefeuille et seulement au-delà de  $\tan\phi = 0,4$ ) ni aucun levier technique (le raccordement de selfs sur les réseaux de distribution restant encore expérimental). Il conviendrait donc de réexaminer plus globalement les moyens contractuels à mettre à la disposition des GRD pour leur permettre de mieux gérer le réactif sur les réseaux qu'ils exploitent.

**Question 18 : partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?**

**Question 19 : êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif d'injection, centré en zéro, reflétant les effets positifs et négatifs induits par les injections sur les coûts d'infrastructure de réseaux ?**

**Réponse :** La répartition des coûts d'infrastructure entre les producteurs et les consommateurs doit être envisagée au regard des autres équilibres financiers qui s'appliquent à eux, notamment la suppression à venir de la quote-part S3REnR financée par les installations entre 100 et 250 kW et la réfaction sur les coûts de raccordement des producteurs (jusqu'à 5 MW). Les ELD partagent donc les interrogations de la CRE.

Les ELD souhaitent souligner que les productions photovoltaïques ne concourent pas à diminuer les coûts de réseau et les productions éoliennes peuvent concourir à diminuer les coûts du réseau de transport mais augmentent les coûts du réseau de distribution.

Pour ces raisons, les ELD sont favorables à l'instauration d'une composante d'injection pour les installations de production de forte puissance (raccordées en HTA voire en BT > 36 kVA) puis à la dégressivité (voire à la suppression) des composantes d'injection sur les niveaux de tension supérieurs. Un tarif d'injection centré en zéro peut être envisageable mais uniquement pour les productions pilotables (non fatales) ou de stockage.

**Question 20 : que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?**

**Question 21 : que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?**

**Réponse :** une tarification différenciée géographiquement et temporellement en HTA semble difficile techniquement à mettre en œuvre du fait de la volatilité des transits et des injections des énergies fatales sur les réseaux de distribution. Les ELD considèrent de plus qu'une tarification géographiquement différenciée à l'injection est incompatible avec le principe de péréquation et par ailleurs néfaste à l'égalité de traitement entre les GRD.

**Question 22 : que pensez-vous de la possibilité de faire porter aux producteurs une partie du coût de constitution des réserves au travers du tarif d'injection si cela permet d'en réduire le coût global ? Le cas échéant, que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE vis-à-vis de la prise en compte de ce coût dans le tarif d'injection ?**

**Réponse :** nous relevons que, dans le cas où un tarif d'injection serait mis en place pour les postes-sources injecteurs, il conviendrait que la tarification des producteurs situés en aval de ce poste permette de couvrir les surcoûts supportés par les GRD.