

**Réponse de l'Association des distributeurs d'électricité en France à la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »**

-----

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

L'ADEeF est favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6.

L'ADEeF rappelle par ailleurs que le tarif est destiné à couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux et leur reflet aux utilisateurs. Il ne doit donc pas être utilisé comme un mécanisme de soutien ou de subventions croisées entre utilisateurs, sous peine de contrevenir au principe de non-discrimination.

***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 ?***

L'ADEeF souhaite souligner que les coûts du réseau de distribution ne dépendent pas essentiellement de la pointe des consommateurs et que la construction des ouvrages nécessaires répond également à d'autres facteurs.

Le développement du réseau est principalement lié à la création de nouveaux points de livraison qui représente des coûts fixes, indépendants de la pointe de consommation. Le renforcement du réseau existant est porté par le développement de nouveaux usages dont certains seulement sont thermosensibles. Seule la part des coûts de renforcement liée au développement des usages thermosensibles, qui demeurent proportionnellement très minoritaires, pourrait éventuellement être couverte par les utilisateurs consommant à la pointe.

L'ADEeF s'interroge également sur le sens qui doit être donné à la phrase : « *une tarification marginale conduirait à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures où se concentre la consommation des utilisateurs les plus thermosensibles et à ne pas faire payer ces coûts aux utilisateurs consommant en dehors des heures critiques* ». En effet, les coûts d'infrastructures ne sont que pour partie liés à la présence des consommateurs lors des pointes d'utilisation des réseaux. D'autres facteurs interviennent de façon prépondérante, tels que la densité de clients, la proximité au réseau, l'injection ou bien le besoin de puissance garantie.

Si l'ADEeF est favorable au bon reflet de la saisonnalité des coûts variables du TURPE, elle souhaite rappeler qu'il conviendrait d'abord de rééquilibrer le ratio entre la part fixe et la part variable de la composante soutirage du TURPE.

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

La mise en application de TURPE 5 a fait peser sur les GRD l'usage de nouvelles composantes parfois contraignantes et génératrice de surcoûts, telles que le plafonnement des dépassements et le calcul heure par heure de l'écêtement grand froid. Un état des lieux pourrait se révéler pertinent dans la perspective de la construction du TURPE 6.

La gestion de la composante de dépassement de la puissance souscrite, qui doit être limitée dans la durée, doit être regardée de près. En effet, actuellement, le client peut demander un plafonnement de cette composante pour les clients BT > 36 kVA, en cas de dépassement important. Ceci limite certes les conséquences financières pour le client, mais entraîne des contraintes sur le réseau si le client ne peut diminuer ses processus ou ne souhaite pas modifier sa puissance souscrite.

L'ADEeF est néanmoins favorable au maintien du principe global de découpage (comptage, gestion, soutirage, injection).

***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 ?***

L'ADEeF estime que les coûts de gestion des gestionnaires de réseau doivent être, par principe, couverts par la composante de gestion. Les coûts de gestion ont été bien définis lors de l'élaboration du précédent tarif. L'ADEeF souhaiterait toutefois l'inclusion dans la composante fixe d'une part des coûts fixes du réseau, notamment les coûts liés aux branchements, ce qui élargirait cette composante tarifaire aux coûts de mise à disposition du service public de l'électricité.

***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 ?***

L'ADEeF n'est pas opposée à un réexamen du montant de la composante de comptage.

Néanmoins, l'ADEeF insiste pour que ce réexamen soit apprécié au regard des évolutions technologiques en cours et des coûts des missions confiées aux GRD en matière de gestion des données.

En effet, les récentes évolutions de la réglementation ont conduit les GRD à réaliser d'importants efforts d'investissement pour le renouvellement de leur parc de compteurs et de concentrateurs. D'importants changements sont en cours parmi lesquels : le passage en IP des comptages haut de portefeuille, de nouvelles prestations à couvrir par le TURPE pour la mise à disposition des données, la mise à disposition des données à un pas infra-journalier (télérèlève permanente « speed data »), le passage en courbe de charge pour le mécanisme RE (télérèlève de l'ensemble des courbes de charge BT>36), le règlement des écarts au pas 15 min, etc.

L'ADEeF estime donc qu'une réévaluation à la baisse de la composante de comptage est peut-être prématurée. Les évolutions envisagées auraient un impact significatif sur le chiffre d'affaires des GRD.

Concernant la BT  $\leq 36$  kVA, le calendrier de déploiement des compteurs communicants n'est pas le même pour tous les GRD. Certains pourraient donc être pénalisés si la baisse de la composante de comptage intervenait avant l'économie sur les coûts de relève permise par les compteurs communicants. Il convient tout de même de souligner que l'économie de coûts de relève n'est pas la seule évolution des coûts de comptage pour les GRD, dont les coûts d'investissement supplémentaires doivent être couverts.

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

L'ADEeF est favorable à la conservation de la forme générale des grilles de la composante de soutirage.

En outre, l'ADEeF souhaite un rééquilibrage de la part puissance et de la part énergie des barèmes afin notamment de mieux refléter les coûts du réseau. A contrario, le maintien de l'exception concernant les clients BT  $\leq 36$  kVA est inutile.

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

***Question 8 — Quel devrait selon vous en 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 aux quatre questions précédentes.*

L'ADEeF est favorable à la cible d'une généralisation des options tarifaires à quatre plages temporelles. Toutefois, tous GRD ne déploient pas tous les systèmes de comptage communicant au même rythme. Il faudra donc en tenir compte. L'ADEeF propose de différencier le traitement des utilisateurs, selon un calendrier à déterminer en fonction de leur équipement ou non en compteur communicant.

L'ADEeF n'est pas favorable, pendant la période intermédiaire, à des déformations artificielles du niveau des options tarifaires. Elle considère que les options non saisonnalisées devront continuer à faire l'objet d'une construction tarifaire cohérente, afin de ne pas créer de discrimination entre les consommateurs.

L'ADEeF souligne que la reconstitution d'un 4 index serait très complexe à mettre en œuvre et pourrait entraîner des contestations de la part des clients, du fait du caractère estimatif de la relève et de la facturation.

Enfin, à terme, l'ADEeF est favorable à ce que le coût de la relève à pied résiduel soit communiqué aux utilisateurs qui en sont responsables.

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

L'ADEeF est favorable à la suppression de l'option HTA à pointe mobile.

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

L'ADEeF partage l'analyse selon laquelle l'introduction d'options « week-end » et « pointe mobile » en basse tension n'est pas justifiée.

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

Le déploiement des systèmes de compteurs communicants permettra techniquement aux utilisateurs du réseau qui le souhaitent d'ajuster leur puissance souscrite à leurs besoins réels selon des périodicités qui devront être précisées.

Néanmoins, l'ADEeF reste extrêmement réservée sur la mise en place d'un dénivelé de puissance en BT  $< 36$  kVA. En effet, la part puissance du TURPE vient couvrir des coûts fixes d'amortissement et d'entretien du réseau qui sont indépendants de la saisonnalité d'utilisation.

L'ADEeF note que pour conserver une tarification équitable, le niveau de la part fixe et de la puissance y compris en été devra être suffisant pour refléter correctement les coûts de réseau à tous les utilisateurs, y compris ceux qui pourraient souscrire une puissance très faible en hiver et une puissance élevée en été alors que le réseau doit être entretenu toute l'année (par exemple les clients « résidences secondaires »).

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

Cette évolution impliquerait une déclinaison complète du positionnement des heures creuses jusqu'aux niveaux de tension inférieurs. En effet, il est important que le positionnement des heures creuses en HTA et BT soit en forte adhérence avec celles en HTB, afin d'en récupérer un bénéfice total sur le réseau.

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

Même réponse qu'à la question précédente.

**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 ?**

L'ADEeF est favorable à une expérimentation. Les GRD sont intéressés par les retours qui pourraient être faits de la concertation mentionnée dans la consultation publique et sont prêts à participer aux travaux sur le sujet, sous réserve que la complexité de mise en œuvre ne soit pas démesurée.

**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 ?**

L'ADEeF estime 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. L'ADEeF ne partage 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 ?**

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). L'ADEeF partage donc les interrogations de la CRE.

L'ADEeF souhaite apporter quelques précisions s'agissant de cette affirmation de la CRE : « *un rapprochement géographique et une synchronisation de la production avec la consommation pourraient dans certains cas diminuer les coûts de réseau* ». Dans les faits, les installations EnR raccordées le plus fréquemment sont issues des filières éolienne et photovoltaïque. La production photovoltaïque, tout d'abord, fournit une énergie fortement intermittente, plutôt estivale, et qui n'est pas synchronisée avec la pointe de consommation (cf. le très faible niveau de certification des capacités photovoltaïques). De ce fait, le photovoltaïque ne concourt pas à diminuer les coûts de

réseau. La production éolienne, quant à elle, peut parfois se synchroniser avec une consommation en pointe hivernale. Néanmoins, la production éolienne est majoritairement de forte puissance et raccordée directement (en départ dédié) aux postes sources. Ainsi, le foisonnement (ou la synchronisation) entre consommation et production s'opère au niveau du réseau de transport. A contrario, l'éolien génère des pertes réseaux supplémentaires sur les réseaux de distribution (sur le départ HTA dédié).

En synthèse, 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.

Les évolutions récentes de la réglementation (réfaction, suppression de la quote-part S3REnR pour les installations de taille inférieure à 250 kW) pourraient être de nature à se réinterroger sur la tarification en ce qu'elle peut constituer un moyen d'affecter de façon équitable la part mutualisée des coûts d'infrastructure entre les différentes catégories d'utilisateurs (producteurs et consommateurs).

***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 ?***

L'ADEeF considère 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 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 ?***

L'ADEeF rappelle la nécessité de pouvoir répercuter tout signal prix s'appliquant en HTB sur les niveaux de tension inférieurs, sauf à renoncer à toute modification du comportement des utilisateurs, ce qui rendrait vain d'envisager des modifications dans la tarification.

Dès lors, la réponse à cette question est similaire à celle à la question précédente.

***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 ?***

Sur cette question également, l'ADEeF considère 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 ?***

L'ADEeF ne dispose pas d'éléments suffisants à ce stade pour répondre à cette question.