

## Consultation publique n°2024-16 du 11 octobre 2024, relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

### Contribution de CVE

*Fondée en 2009, CVE est un producteur indépendant d'énergies renouvelables (solaire, biogaz et hydrogène), actif en France, au Chili, aux Etats-Unis, en Afrique du Sud et en Espagne. L'entreprise développe, finance, construit et exploite des unités de production renouvelable. Son parc en exploitation et en construction est de 770 MW.*

#### Propos liminaire

*Certains des points détaillés ci-dessous s'appliquent au TURPE-HTB.*

CVE félicite le travail de concertation réalisé par la CRE pour ce nouvel exercice tarifaire qui aura notamment pour objectifs :

- D'accompagner la trajectoire de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), en cours de consultation, et l'électrification des usages :
  - o En anticipant les investissements prévus par le Schéma décennal de raccordement au réseau (SDDR) de RTE, et en donnant les moyens (CAPEX et OPEX) au GRT de réduire les délais de raccordement pour atteindre les objectifs de la PPE, tout en maintenant une haute qualité de service.
  - o Cet objectif se décline également côté distribution, via les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), par une régulation incitative permettant de prioriser le déploiement des postes sources dans les zones de forte congestion, pour y réduire les délais de raccordement et atteindre les objectifs de la PPE.
- De généraliser les Formules Tarifaires d'Acheminement (FTA) à 4 plages temporelles, tout en implémentant progressivement un système d'heures creuses l'après-midi en été, avec des grilles tarifaires dont les écarts incitent suffisamment au report de consommation.
- D'accompagner le développement des flexibilités par une régulation incitative des services rendus par les énergies renouvelables au réseau, pour inciter les acteurs à mettre à disposition leurs capacités techniques de flexibilité. A terme, le développement du stockage par batterie et de l'autoconsommation devraient permettre de limiter les coûts d'investissement dans l'infrastructure.
- De renforcer le suivi de la performance des gestionnaires de réseau pour que le raccordement des énergies renouvelables se fasse au moindre coût.

Bien que les investissements soient nécessaires, la maîtrise des coûts pour les consommateurs finals est un enjeu d'acceptabilité important de la transition énergétique. Si l'évolution du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2025 de +10% semble acceptable, une évolution annuelle de +5%, inflation incluse, reste élevée.

Les solutions de flexibilités et la régulation incitative des gestionnaires de réseaux doivent être mises au service de la maîtrise des coûts.

Il est également essentiel que la future régulation du nucléaire historique prévoit un transfert de la rente nucléaire vers les consommateurs finals, via le TURPE au titre de l'achat des pertes de réseaux des GRT et GRD, comme le prévoyait l'ARENH. La répercussion de cette hausse sur la part injection doit également être maîtrisée et anticipée pour les producteurs.

Nous sommes notamment favorables aux choix de la CRE quant :

- à son refus de faire évoluer la méthode de traitement des contributions de raccordement ;
- à l'introduction d'une composante tarifaire optionnelle et transitoire pour les sites d'injection-soutirage ;
- aux modalités de renforcement de la régulation incitative sur les raccordements au réseau de distribution.

Par ailleurs, nous souhaitons rappeler que le **tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE) est un instrument de régulation de la structure tarifaire des actifs sous monopole public, qui a pour objectif de refléter les coûts** liés à la maîtrise du système de distribution et de transport de l'électricité.

La maîtrise de l'ajustement entre la production et la consommation, soit de l'offre et de la demande, passe quant à elle par la finesse des instruments de marché reflétant les niveaux de prix auxquels ces deux variables se rencontrent. Ainsi, et pour être efficace, la gestion des volumes injectés par les unités de production doit se faire à une valeur de marché et non pas au travers d'un tarif régulé.

D'une part, il est essentiel que la généralisation des FTA à 4 plages temporelles par les fournisseurs soit réalisée – conformément à la délibération de la CRE « TURPE 6 HTA-BT du 21 janvier 2021 ». D'autre part, il est primordial que les modalités de calage de ces plages temporelles incitent à la consommation en période de production abondante, donc peu chère et inversement, par la répercussion de ces signaux tarifaires dans les offres de fourniture. Nous saluons en ce sens les travaux menés pour redéfinir le placement des heures creuses afin qu'elles collent au profil de production, notamment solaire.

Nous connaissons aujourd'hui une période de surproduction sur certaines heures, témoignant notamment de la place de plus en plus importante prise par les unités de production renouvelables dans le *merit order* et donc, au besoin de faire évoluer les mécanismes de marché en conséquence pour profiter de leur plein performance.

En cohérence avec cet effort de décarbonation de la production qui anticipent l'électrification des usages, il est essentiel que la régulation de l'infrastructure énergétique n'envoie pas de signaux structurellement contradictoires, et n'entravent pas la dynamique de transition énergétique.

Ainsi, nous soutenons les propositions de la CRE, de la DGEC et du gouvernement consistant à améliorer l'incitation de la production soutenue à s'ajuster à la baisse, ainsi que les solutions permettant d'améliorer la participation des unités de production aux mécanismes de marché, notamment d'ajustement, sous couvert de limiter les éventuelles obligations de participations aux capacités installées, par exemple supérieures 12MW.

Inclure dans le TURPE des composantes d'incitation et de désincitation au développement des énergies renouvelables serait délétère pour atteindre nos objectifs de transition énergétique et à terme, l'optimum économique.

Vous trouverez ci-après les réponses auxquelles nous avons choisis de répondre.

***Régulation incitative relative aux raccordements***Question 14

Nous souscrivons aux objectifs fixés par le TURPE 7 :

- 1) réduire les délais de remise des études préalables au raccordement ;
- 2) optimiser les délais de raccordement ;
- 3) inciter la création de capacité de postes sources dans le cadre des S3REnR ;
- 4) améliorer la transparence des données liées au raccordement.

Nous ne sommes pas favorable au retrait des producteur BT  $\leq 36$  kVA du périmètre et souhaitons le maintien de l'incitation financière, sans quoi nous risquons de perdre en qualité.

Question 15

Nous sommes favorables à la proposition de la CRE, in fine 100% doit être visé.

Question 16

Nous y sommes favorable et suggérons d'évoluer à terme vers une incitation financière à la tenue des délais de remise. Un suivi du délai (15 jours) de vérification des dossiers doit également être envisagé pour que l'indicateur ne soit pas tronqué, étant donné que le T0 est déclenché à la confirmation de la complétude du dossier.

Question 21

Nous sommes favorables à l'objectif de délai moyen. La mise en place d'une incitation pourrait pérenniser et continuer d'améliorer les progrès déjà observés.

Question 22

Nous sommes très favorables à cette mesure facilitatrice. Le montant prévu en application de l'article L.341-3 du code de l'énergie est aujourd'hui très faible. Il devrait être réévalué et pourrait être établi sur une base forfaitaire journalière ( $x$ ), pour coller à la réalité du coût induit par ces retards pour les producteurs. Ainsi, l'indemnité pourrait être calculée de la façon suivante :

$$\text{Indemnité} = 1\,500\text{€} + (x * \text{nombre de jours de retard})$$

Question 23

Nous sommes favorables à la méthode de priorisation des ouvrages proposée par la CRE, néanmoins et pour réaliser les objectifs de transition énergétique :

- le bonus devrait être déclenché en cas d'atteinte de la cible considérée prioritaire et non pas d'atteinte de la cible ajustée des retards moyens ;
- le malus devrait être déclenché en cas de non atteinte des objectifs ajustés des retards moyens.

L'objectif de régulation incitative est bien d'inciter les GRT et les GRD à l'efficacité et à la diminution des retards dans la réalisation des ouvrages et non pas sanctuariser les retards.

Question 24

Le rapport pourrait intégrer les éléments de suivi de la réalisation des trajectoires visées par la régulation incitative exposées en question 23.

**Structure tarifaire**Question 60

La répartition est juste et s'inscrit dans la continuité des exercices précédents. Comme mentionné en propos liminaire, la répercussion dans le tarif du manque à gagner lié à la disparition du mécanisme de l'ARENH doit être maîtrisée et anticipée.

De plus, nous souscrivons à l'observation de la CRE concernant le potentiel de l'autoconsommation pour optimiser le dimensionnement des réseaux. A ce titre, un appel d'offre solaire dédié à l'autoconsommation et la définition d'un cadre clair participerait à créer les conditions nécessaires à l'atteindre cet objectif.

Toutefois, nous ne partageons pas totalement l'avis de la CRE concernant la contrainte que la puissance de raccordement pour le stockage pourrait représenter pour le réseau. Les capacités de stockage installées, mutualisées à un parc de production, permettent de mutualiser les coûts de raccordement en plus d'offrir des services de modulation. En fonction de leur lieu d'implantation, les unités de stockage permettent de diminuer les coûts en foisonnant les services.

Question 68 à 72

Nous sommes favorables à la démarche présentée par la CRE. Néanmoins, d'autres signaux doivent être envisagés pour inciter les moyens de stockage à adopter un comportement contracyclique en réponse aux besoins du réseau. Cela passe en premier lieu par une simplification du cadre pour les opérateurs de stockage et les gestionnaires de réseau. Bien que le système présenté dans la consultation publique semble vertueux, sa mise en œuvre semble complexe.

Par ailleurs, pour faciliter le développement des projets de stockage, nous suggérons que l'intégration d'un projet à de la file d'attente de RTE soit conditionnée à l'obtention d'une autorisation administrative, comme c'est le cas sur le réseau de distribution pour les projets de production d'énergies renouvelables.