

Conseil Supérieur de l'Énergie

Séance du 6 mars 2025

Durant cette séance, 2 sujets majeurs ont été traités :

- Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE 7)
- Le projet du gouvernement visant à modifier les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque.

TURPE 7 : un financement d'Enedis et de RTE a minima au regard des enjeux de la transition énergétique

Lors de cette séance, la CRE a saisi le CSE sur les délibérations du TURPE 7 HTA-BT (Enedis) et HTB (RTE). Ces dernières traitent 5 points principaux :

- **L'augmentation des investissements** : La période 2025-2028 sera marquée par une forte hausse des investissements pour les deux gestionnaires. Les dépenses prévisionnelles d'investissement passent de 2,1 milliards d'euros en 2023 à 6,2 milliards d'euros en 2028 pour RTE, et de 5 milliards d'euros en 2023 à 7 milliards d'euros en 2028 pour Enedis.
- **Évolution de la rémunération du capital** : Pour Enedis, la marge sur actifs est fixée à 2,5 %, avec un taux de rémunération des capitaux propres régulés à 2,9 % et un taux de rémunération des emprunts financiers de 2,1 %.
- **Harmonisation des tarifs** : Les barèmes du TURPE HTA-BT évoluent en moyenne de +7,7 % HT au 1^{er} février 2025, tandis que le TURPE HTB augmente de +9,61 %.
- **Généralisation des heures creuses l'après-midi** : À partir de l'automne 2025, la CRE prévoit la mise en œuvre progressive des heures creuses l'après-midi en été. La raison provient essentiellement de l'affluence de production photovoltaïque.
- **Régulation incitative pour les délais de raccordement** : La CRE introduit une régulation incitative pour « améliorer » les délais de raccordement. Durant la période TURPE 6, la performance d'Enedis en la matière était inférieure aux objectifs fixés, d'où, selon elle, la nécessité de mesures correctives.

De plus, 2 nouveautés ont été introduites en raison du développement des ENR qui pose des difficultés pour les deux gestionnaires, avec :

- Une prime pour actifs offshore pour compenser les risques spécifiques associés à la gestion de ces infrastructures. Cette prime vise à soutenir RTE, en raison des risques techniques, financiers et opérationnels accrus pour les projets offshore (météo difficile, complexité des installations).
- Une réduction du TURPE pour les stockeurs d'électricité afin de favoriser le développement des capacités de stockage d'énergie par un investissement dans les installations plus attractif.

Pour FO, il serait pertinent d'étudier l'option d'un nombre accru d'heures creuses afin de soutenir les ménages. Nous estimons également que la régulation incitative ne prend pas suffisamment en compte la réalité humaine liée à l'absorption du volume croissant des raccordements ENR. Les objectifs fixés pour Enedis apparaissent difficiles à atteindre et pourraient entraîner des pénalités financières, ce qui pèserait sur les salariés. Ces derniers pourraient voir leurs conditions de travail et leur rémunération affectées par des plans d'économies. Par ailleurs, la question des contributions de raccordement mérite d'être réexaminée. Le niveau de risque n'est pas suffisamment pris en compte, notamment en raison de la hausse des raccordements, de l'indisponibilité des matériaux, des tensions sur les compétences, ainsi que des enjeux numériques et climatiques.

Coup de frein sur les panneaux photovoltaïques

En raison de l'essor des panneaux photovoltaïques générant, notamment, des problèmes sur l'équilibre du système électrique, le gouvernement a soumis au CSE, pour avis, un arrêté prévoyant une baisse du tarif d'achat de l'électricité produite par les centrales PV en toitures/ombrières < 500 KW à 95 €/MWh (contre 105 € et 120 €, il y a 1 an), assortie d'une dégressivité conséquente.

En effet, ces installations comprises entre 100 et 500 KWC sont hors de contrôle. Elles se sont développées plus vite que prévu à raison de 75 % des nouvelles capacités installées (4,6 GW), soit au-dessus des objectifs PPE.

L'avis s'est traduit au bout de 6 heures de débats et plus de 100 amendements par :

- Un maintien d'un tarif fixe de 95 €/MWh jusqu'à ce qu'un dispositif de soutien alternatif soit mis en place. Celui-ci prendra la forme d'un appel d'offres simplifié. Il se substituera ainsi à l'arrêté tarifaire pour les installations entre 100 et 500 KWC de puissance au début de l'été.
- Des baisses de tarifs et de prime concernant le segment de l'autoconsommation des particuliers dès que le taux de TVA sera réduit à 5,5 %.

Pour FO, il est important que le développement soit cohérent avec l'ensemble du système électrique et concomitant avec l'offre/demande. La pilotabilité est problématique et suppose une certaine stabilité. Pour cela, l'incitation financière devait être révisée drastiquement.

