

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. [...] La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. [...] La Commission de régulation de l'énergie transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française, ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité [...] et aux dates d'entrée en vigueur de ces tarifs ».

Les travaux d'élaboration du « TURPE 5 » ont commencé au début de l'année 2015, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a mené une très large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle a réalisé trois consultations publiques et a procédé à de multiples auditions et tables rondes. Elle a adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5¹, qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et projette une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017. En relation avec la décision d'introduire une option à pointe mobile à l'horizon du TURPE 5, et afin de maintenir une cohérence des signaux tarifaires au cours de l'ensemble de l'année 2017, cette même délibération a défini un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA pour la période allant du 1^{er} janvier 2017 à l'entrée en vigueur du TURPE 5. La CRE a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations.

Ce calendrier et cette large concertation ont donné à tous les acteurs concernés la visibilité et la capacité d'anticipation nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Les études externes commandées par la CRE dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 ont été publiées.

En application des dispositions de l'article L.341-3 du code de l'énergie, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat a transmis par lettres du 22 février et du 24 juin 2016 ses orientations de politique énergétique. Pour la distribution, ces orientations portaient sur les enjeux relatifs à la maîtrise des pointes électriques, qui devrait être favorisée par l'introduction de tarifs d'utilisation des réseaux à « quatre index » et « à pointe mobile », sur l'attention à porter à tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie qui devrait être mesuré, sur l'importance d'engager une réflexion sur le développement de nouveaux types de profils associés à de nouveaux usages des réseaux, sur la question des installations de stockage pour lesquelles une régulation tarifaire adaptée devrait être envisagée, sur l'importance d'un cadre de régulation favorable à l'investissement, se fondant sur une méthode tarifaire stable et

¹ Délibération du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

lisible, et enfin sur la priorité que constitue le redressement du niveau de qualité de l'électricité acheminée pour la prochaine période tarifaire. Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE².

La CRE a adopté, le 19 octobre 2016, une délibération portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT. Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur ce projet, a rendu un avis défavorable le 10 novembre 2016. La CRE a adopté, le 17 novembre 2016, une délibération portant décision sur ces tarifs, qu'elle a transmise le 18 novembre 2016 à la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat et au ministre de l'économie et des finances.

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « *dans un délai de deux mois à compter de cette transmission, l'autorité administrative peut, si elle estime que la délibération de la Commission de régulation de l'énergie ne tient pas compte des orientations de politique énergétique, demander une nouvelle délibération par décision motivée publiée au Journal officiel de la République française* ».

2. DÉCISION DE L'AUTORITÉ ADMINISTRATIVE

Par une lettre du 12 janvier 2017, reçue le 16 janvier 2017 et publiée au *Journal officiel* de la République française le 17 janvier 2017, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, indique qu'il lui « *paraît nécessaire que le cadre d'élaboration [des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité] prenne mieux en compte les enjeux liés à la transition énergétique exprimés dans [ses] orientations de politique énergétique* ». Elle souhaite donc que la CRE puisse « *poursuivre [ses] travaux sur ces tarifs en vue de [lui] proposer un nouveau projet qui s'inscrive pleinement dans la transition énergétique, en cohérence avec les orientations [qu'elle lui a] adressées* ». Aussi, en application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, elle demande à la CRE « *d'établir [...] un nouveau projet de décision relative aux tarifs des réseaux publics de distribution de l'électricité, prenant en compte [ses] orientations de politique énergétique* ».

A titre liminaire, la CRE rappelle qu'en application des dispositions susmentionnées, elle dispose d'une compétence exclusive pour fixer les méthodes d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité. A cet égard, la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 constitue une décision tarifaire et non pas un « *projet de décision* » ou une « *proposition* ».

Dans sa lettre du 12 janvier 2017, la ministre estime que quatre points en lien avec ses orientations de politique énergétique n'ont pas été pris en compte par la CRE. Ces quatre points sont détaillés ci-après.

3. ANALYSE DE LA CRE

3.1 Anticipation des évolutions liées aux nouveaux usages des réseaux

Dans sa lettre, la ministre estime qu'il est nécessaire d'anticiper les évolutions liées aux nouveaux usages des réseaux (autoproduction, stockage, véhicules électriques), et « *leurs conséquences sur la structure tarifaire, [...] afin de les intégrer de manière progressive et non brutale, à la fois pour les utilisateurs de ces réseaux et pour les fournisseurs d'énergie* ».

En ce qui concerne la structure du tarif et les signaux adressés aux utilisateurs des réseaux, la CRE rappelle qu'elle a pris en compte les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE et Enedis sur la période 2017-2020. Ainsi, les anticipations des gestionnaires de réseaux concernant l'utilisation des réseaux et les évolutions liées à la transition énergétique (telles que le développement de la production renouvelable décentralisée et celui des mesures d'efficacité énergétique) ont bien été prises en compte.

En outre, la CRE souligne que la structure du TURPE 5 HTA-BT permet un renforcement de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, ce qui est favorable aux actions de maîtrise de la consommation en période de pointe, ainsi qu'au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité.

La CRE a choisi de mettre en œuvre progressivement ces évolutions de structure, de façon à lisser sur six ans les effets sur le niveau des factures pour les utilisateurs des réseaux. Ainsi, ces évolutions conduiront en particulier à une augmentation modérée, au 1^{er} août 2017, de l'ordre de +2 %, toutes taxes comprises, de la facture moyenne des consommateurs résidentiels ayant souscrit une offre de fourniture « Heures Pleines – Heures Creuses » avec une puissance souscrite de 6 ou 9 kVA. Toute évolution plus marquée conduirait à une hausse plus forte de la facture des consommateurs résidentiels.

² Orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettre du 22 février 2016

Enfin, dans un contexte d'évolutions du paysage énergétique, la CRE a par ailleurs retenu le principe d'une clause de rendez-vous à mi-parcours du TURPE 5 (soit à l'été 2019) permettant, le cas échéant, d'examiner les éventuels changements importants des modes d'utilisation ou des méthodes de dimensionnement des réseaux, au-delà de ceux déjà reflétés dans les flux prévisionnels fournis par Enedis et RTE pour la période 2017-2020.

En conséquence, la CRE considère que sa décision du 17 novembre 2016 prend déjà en compte l'anticipation des évolutions des nouveaux usages des réseaux, et intègre de façon progressive leurs conséquences sur la structure tarifaire.

3.2 Maîtrise des pointes électriques

La ministre considère que l'enjeu de la maîtrise des pointes électriques est partiellement intégré dans la décision de la CRE, mais que sa prise en compte doit être renforcée en intégrant, par exemple, « *des évolutions concernant la pointe mobile basse tension, au moins de manière expérimentale, sans attendre la période tarifaire suivante* ».

La CRE partage pleinement l'objectif de maîtrise des pointes électriques. Dans ce cadre, elle a examiné de manière approfondie la question de la pertinence et de la faisabilité d'un tarif à pointe mobile en basse tension, sur la base d'un signal local ou d'un signal national : les données disponibles actuellement ne permettraient pas aux gestionnaires de réseaux de distribution d'activer un signal local. Un TURPE à pointe mobile fondé sur un signal national pourrait conduire à des phénomènes de report et de resynchronisation de l'utilisation des réseaux, dont les coûts à court terme pour les réseaux basse tension pourraient excéder les gains espérés à long terme pour les réseaux amont.

La CRE a donc considéré que l'introduction d'une option à pointe mobile en basse tension serait prématurée. Elle a indiqué qu'elle « *poursuivra ses études sur cette question et plus largement sur celle de la valorisation et de la mobilisation des flexibilités. Les travaux et expérimentations menés par les gestionnaires de réseaux sur ces sujets doivent être poursuivis et amplifiés : la CRE examinera les projets d'expérimentation qui lui seront proposés* ». Ainsi, la CRE est favorable au développement de projets d'expérimentation d'une option tarifaire à pointe mobile en basse tension, qu'elle examinera dès qu'ils lui seront soumis par les gestionnaires de réseaux, comme indiqué dans sa délibération tarifaire.

Plus généralement, la CRE rappelle que la meilleure prise en compte de l'aléa climatique et du comportement des utilisateurs dans le cadre de la structure du TURPE 5 HTA-BT a permis un renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs, à la fois au travers de la forme des grilles tarifaires (généralisation des tarifs à différenciation temporelle en HTA, introduction d'un tarif à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA) et au travers de la différenciation des coefficients tarifaires des différentes plages temporelles.

Ainsi, le TURPE 5 permet de mettre en œuvre un signal tarifaire qui, en reflétant mieux les coûts d'utilisation du réseau par un accroissement du signal horosaisonnier, incite plus efficacement à une réduction des consommations lors des périodes critiques pour le réseau. Un tel tarif permet d'optimiser les coûts d'infrastructure et les coûts des pertes.

En conséquence, la CRE considère que sa décision du 17 novembre 2016 prend déjà pleinement en compte l'enjeu de la maîtrise des pointes électriques.

3.3 Cadre de régulation favorable aux investissements dans les réseaux

La ministre estime que « *le cadre de régulation des gestionnaires du réseau public de distribution doit être favorable à l'investissement dans les réseaux, afin que ceux-ci puissent faire face aux enjeux liés à la transition énergétique et garantir la qualité de l'électricité* ». Elle indique que « *l'augmentation du risque de l'activité de distribution de l'électricité, lié au développement des énergies renouvelables et aux nouveaux modes d'utilisation des réseaux, doit être prise en compte dans les tarifs d'utilisation du réseau public de distribution. Par exemple, le coefficient de prise en compte du risque de l'opérateur dans l'exploitation des actifs [...] ne permet pas aux gestionnaires des réseaux publics de distribution de répondre pleinement aux enjeux de la transition énergétique* »

La CRE rappelle qu'en ce qui concerne les charges de capital, elle a retenu l'intégralité des prévisions d'investissements présentées par Enedis. Contrairement au réseau de transport d'électricité, il n'appartient pas à la CRE de valider le volume des investissements envisagés sur les réseaux de distribution. Les dispositions du code de l'énergie prévoient en effet que les programmes prévisionnels des investissements sont élaborés à l'occasion des conférences départementales organisées sous l'égide des préfets, et soumis à l'examen du comité du système de distribution publique d'électricité. Ainsi, ce n'est pas le TURPE qui détermine le niveau des investissements. C'est au contraire la trajectoire prévisionnelle des investissements communiquée par Enedis qui sert à déterminer le niveau du tarif. De surcroît, le cadre tarifaire envisagé prévoit la couverture a posteriori des éventuels écarts par rapport à ces prévisions, via le mécanisme de CRCP (compte de régularisation des charges et des produits).

La CRE a reconduit la méthode de calcul des charges de capital en vigueur pour le TURPE 4 HTA-BT, tout en réévaluant les paramètres financiers la sous-tendant. Dans ce cadre, les investissements financés par des

capitaux propres d'Enedis sont rémunérés à un taux de 6,7 %. Cette rémunération s'applique pendant la période tarifaire TURPE 5, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres d'Enedis.

Dans le contexte financier actuel, marqué par des taux d'intérêts bas et une inflation faible, la CRE souligne que cette rémunération incite au financement par l'actionnaire des investissements nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution.

En premier lieu, s'agissant des paramètres, la CRE a pris en compte une valeur du paramètre « bêta de l'actif » fixée à 0,34, en hausse par rapport au niveau de 0,33 retenu pour la période TURPE 4. Ce niveau est cohérent avec les observations de marché. La CRE ne dispose pas d'éléments sur une évolution des risques de l'opérateur qui justifierait une hausse plus significative et considère ainsi que le niveau retenu est pertinent.

En second lieu, s'agissant de la méthode, la CRE observe que les investissements annoncés par Enedis pour la période 2014-2015 ont bien été réalisés, preuve que la méthode de calcul des charges de capital a bien permis à Enedis de réaliser les investissements nécessaires. La CRE a retenu, sur la base de la méthode confirmée par la décision du Conseil d'Etat du 13 mai 2016, une trajectoire de charges de capital en hausse moyenne de 12 % par rapport au niveau réalisé en 2015, hors charges de capital liées au projet Linky, qui permettra à Enedis de faire face à la hausse de 9 % des investissements hors Linky présentée par Enedis sans dégrader son équilibre financier. Cette décision conduit à ce que, sur la période 2017-2020, les charges de capital prévisionnelles hors Linky couvertes par les recettes du TURPE s'élèvent à 4,1 Md€ par an en moyenne, alors que les investissements prévisionnels hors Linky à financer s'élèvent à 3,3 Md€ par an en moyenne sur la même période. En application de la délibération du 17 juillet 2014 fixant le cadre de régulation applicable au projet Linky, à la demande de certaines parties prenantes dont Enedis, les charges supplémentaires liées à la phase de déploiement du projet Linky sont inscrites dans un compte régulé de lissage, afin que ces charges soient répercutées dans le tarif à partir de 2022, lorsque les compteurs évolués seront complètement déployés et que les gains du projet se matérialiseront.

La CRE souligne qu'une hausse supplémentaire de la rémunération du capital viendrait simplement augmenter les bénéfices de l'opérateur et indirectement les bénéfices de son actionnaire. Sur la période 2013-2015, Enedis a versé des dividendes à son actionnaire à hauteur de 0,5 Md€ par an en moyenne. La CRE rappelle qu'il revient à l'actionnaire de s'assurer que le distributeur dispose des moyens financiers pour réaliser les investissements nécessaires. A cet égard, la politique de dividende décidée par l'actionnaire ne saurait constituer un frein à la réalisation par Enedis des investissements nécessaires.

En conséquence, la CRE considère que sa décision du 17 novembre 2016 est favorable aux investissements dans les réseaux et permet pleinement aux gestionnaires de réseaux de répondre aux enjeux liés à la transition énergétique et de garantir la qualité d'alimentation.

3.4 Dispositions découlant de l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La ministre considère que « *le projet de décision tarifaire doit être mis en conformité avec les dispositions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et en particulier son article 153 qui prévoit l'absence de prise en compte du régime juridique d'exploitation des réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables dans le périmètre de calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de réseaux* ».

La CRE rappelle que le seul motif qui peut fonder une demande de nouvelle délibération de la part de l'autorité administrative est l'absence de prise en compte de ses orientations de politique énergétique.

En outre, eu égard aux compétences exclusives de la CRE pour fixer les méthodes d'établissement des tarifs, les nouvelles dispositions introduites à l'article L. 341-2 du code de l'énergie, issues de l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, n'ont pas pour effet d'imposer à la CRE une méthode de détermination des charges de capital prises en compte dans les tarifs d'utilisation des réseaux. Pour autant, ces dispositions prévoient expressément la possibilité pour la CRE de retenir une méthode « *économique* » et « *normative* », ce qui est le sens de l'approche adoptée par la CRE.

L'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 dispose que « *les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Ces dispositions ont été reprises à l'article L. 341-2 du code de l'énergie. Ainsi, les nouvelles dispositions de l'article L. 341-2 du code de l'énergie introduites par l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ne sauraient être interprétées comme ayant pour effet de conduire la CRE à ne pas tenir compte de la réalité des coûts effectivement engagés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution.

19 janvier 2017

En conséquence, la CRE considère que sa décision du 17 novembre 2016 est conforme aux dispositions du code de l'énergie telles que modifiées par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et en particulier par son article 153.

4. DÉCISION DE LA CRE

En réponse à la lettre du 12 janvier 2017 de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, et après avoir examiné les points soulevés par cette lettre, la CRE considère qu'il n'y a pas lieu de prendre une nouvelle délibération pour modifier sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

La délibération du 17 novembre 2016 sera publiée au *Journal officiel* de la République française d'ici le 24 janvier 2017.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 19 janvier 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADoucette