

AUDITION DU PRÉSIDENT DE LA CRE, PHILIPPE DE LADoucETTE, DEVANT LE CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA FNCCR 22 septembre 2016

Monsieur le Président, Mesdames et Messieurs les membres du Conseil d'administration de la FNCCR, c'est toujours un plaisir pour moi et pour le collège de la CRE ici présent d'échanger avec les représentants des collectivités territoriales. C'est donc avec grand intérêt que nous avons accepté votre invitation à venir nous exprimer face à vous.

La raison de cette audition aujourd'hui est la publication à l'été de la dernière consultation publique de la CRE sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, ou « TURPE 5 HTA-BT ». Nous entrons dans la dernière ligne droite pour la fixation de ce tarif qui intéresse tout le monde, et c'est bien normal puisqu'il représente 40 % de la facture d'un utilisateur domestique et environ 20 % de celle d'un utilisateur industriel.

1) Tout d'abord quelques éléments de calendrier et de processus sur le chantier long et complexe d'élaboration du prochain TURPE 5

Le tarif actuel, le TURPE 4, est en vigueur depuis août 2013 pour le transport et janvier 2014 pour la distribution. Le prochain tarif, le TURPE 5, entrera en vigueur à l'été 2017 de façon coordonnée pour le transport et la distribution. Il s'appliquera pour environ 4 ans, soit jusqu'à l'été 2021.

Comme vous le savez, la CRE a la responsabilité de définir le TURPE. Le ministre chargé de l'énergie peut communiquer à la CRE des orientations de politique énergétique, que celle-ci doit prendre en compte dans ses décisions.

Les travaux d'élaboration du TURPE 5 ont commencé début 2015. La CRE a mené trois consultations publiques en juillet 2015, mai 2016 et août/septembre 2016, et a procédé à de multiples auditions et tables rondes. Elle a pris en février 2016, après consultation du CSE, une première délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5, et a transmis un rapport au Parlement en juin 2016.

La dernière consultation publique sur le cadre de régulation et le niveau du TURPE 5 s'est achevée le 16 septembre 2016. La CRE est actuellement en train de procéder à d'ultimes auditions et tables rondes, en vue de transmettre sa décision préliminaire au CSE pour avis avant fin octobre 2016. La CRE prendra ensuite sa délibération tarifaire avant fin novembre 2016, l'entrée en vigueur du TURPE 5 étant fixée au 1^{er} août 2017.

Ainsi, ce calendrier, combiné à la très large consultation des acteurs depuis 2015, donnera à tous les acteurs concernés la visibilité et la capacité d'anticipation nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

2) Venons-en maintenant aux enjeux du prochain TURPE 5

Le principal enjeu du prochain TURPE 5 est la prise en compte des conséquences de la transition énergétique : le modèle électrique français historiquement centralisé fait face depuis quelques années à des évolutions profondes des modes de production et de consommation. Citons tout d'abord :

- l'augmentation de la production à partir de sources d'énergie renouvelable : 350 000 installations de production sont aujourd'hui raccordées au réseau d'Enedis, représentant 20 GW de capacité ;
- la faible croissance de la demande : depuis 5 ans, la consommation française stagne et, pour la première fois, RTE prévoit, dans le bilan prévisionnel 2016, une légère baisse de la consommation française (moins 1,5 %) à l'horizon 2021 ;
- une pointe de consommation qui demeure très marquée, estimée par RTE à 100 000 MW en 2020 contre 102 000 MW lors de la pointe de 2002 ;

22 septembre 2016

- le développement de nouveaux mécanismes de flexibilité, notamment les boîtiers d'effacement et le stockage décentralisé, et la possibilité nouvelle pour les collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir de tels services de flexibilité ;
- le développement de l'autoproduction, pour l'instant à un niveau très faible dans notre pays, mais qui devrait décoller dans les prochaines années et modifier les modes d'utilisation des réseaux.

Toutes ces évolutions, certaines déjà bien présentes mais d'autres encore embryonnaires, impactent les modes d'utilisation des réseaux, et seront prises en compte dans le TURPE.

Il s'y ajoute un autre changement majeur : la révolution des données. Elle est due, comme partout ailleurs dans l'économie, au développement des technologies de l'information qui transforment l'activité des gestionnaires de réseau et offrent des perspectives de gains considérables d'efficacité et de qualité de service. Cette révolution des données se matérialise, pour le marché de masse, par le déploiement des compteurs évolués. J'ai déjà eu l'occasion de m'exprimer sur Linky lors du dernier congrès de la FNCCR en juin dernier à Tours, vous savez tout le bien que je pense de ce programme indispensable, je n'y reviendrai donc pas aujourd'hui.

Concernant les données, leur accès, leur collecte, leur gestion et leur exploitation devenant un nouvel enjeu fondamental (je pense, notamment, à l'article 179 de la LTECV sur la mise à disposition des personnes publiques des données d'énergie des gestionnaires de réseaux, mais aussi à la future loi *pour Une République numérique*), la CRE a décidé de créer en mai 2016 un Comité d'étude relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie. Ce comité a pour objectif de proposer au collège de la CRE des recommandations sur la gouvernance et la mise à disposition des données, afin de favoriser, notamment, la connaissance et le bon fonctionnement des réseaux, l'exercice des missions des collectivités territoriales et l'ouverture des marchés.

3) Le TURPE 5 accompagnera la transition énergétique et jouera pleinement son rôle dans les évolutions en cours

- a) *En premier lieu, le TURPE 5 prendra en compte intégralement les prévisions des gestionnaires de réseaux concernant leurs investissements et l'évolution des schémas de flux d'électricité sur les réseaux*

En premier lieu, le TURPE 5 couvrira l'ensemble des investissements réalisés par les gestionnaires de réseaux, qu'il s'agisse d'ENEDIS ou de RTE. Le TURPE 5 permettra donc aux gestionnaires de réseaux de mener à bien l'ensemble de leurs programmes d'investissements, en évolution rapide dans les domaines de la transition énergétique, de la transformation numérique et de la gestion des données.

Je me permets d'ouvrir une parenthèse sur ce sujet, que vous connaissez parfaitement bien puisque nous en avons débattu en 2013 au moment de l'élaboration du TURPE 4. J'entends dire, notamment dans certaines réponses à la dernière consultation publique sur le TURPE 5, que la méthode de couverture des charges de capital envisagée par la CRE pour le TURPE 5 HTA-BT, qui s'inscrit dans la continuité du TURPE 4, pourrait remettre en cause la capacité d'ENEDIS à réaliser les trajectoires d'investissement présentées dans sa demande tarifaire et à répondre aux enjeux de la transition énergétique.

Comme vous le savez, contrairement aux investissements relatifs au réseau de transport d'électricité, il n'appartient pas à la CRE de valider le niveau des investissements envisagés sur les réseaux de distribution. Cette compétence revient au gestionnaire de réseau de distribution, en concertation avec les collectivités concédantes dans le cadre des conférences départementales organisées sous l'égide des préfets, sous le contrôle 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 de produits).

Par ailleurs, la méthode de calcul des charges de capital retenue pour le TURPE ne doit pas être de nature à dissuader ENEDIS d'investir.

Pour le TURPE 5, il est envisagé de reconduire pour l'essentiel la méthode de calcul du TURPE 4 en vigueur, dont la pertinence a été récemment confirmée par une décision du Conseil d'Etat¹.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA-BT, la CRE a indiqué qu'elle envisageait de reconduire la méthode utilisée dans le tarif TURPE 4 HTA-BT pour le calcul des charges de capital^[1].

¹ Conseil d'État, 9ème - 10ème chambres réunies, 13 mai 2016, n° 375501

22 septembre 2016

Il convient de rappeler que, par une décision du 28 novembre 2012^[2], le Conseil d'Etat a annulé la décision tarifaire de la CRE, dite « TURPE 3 HTA-BT », en considérant que la méthode retenue pour le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) ne prenait pas en compte la structure réelle du passif d'ERDF. Le juge a relevé que, pour calculer le CMPC, la CRE avait évalué le coût moyen pondéré du capital « *comme si le passif de la société ERDF avait été composé à 40 % de capitaux propres et à 60 % de dettes* », retenant ainsi une structure équivalente à celle observée chez les autres gestionnaires de réseaux européens, alors que le bilan d'ERDF laissait apparaître une réalité financière et comptable différente, dans la mesure où les fonds propres et les dettes représentaient respectivement 3 Mds € et 4,1 Mds € d'euros, et les passifs de concession, 36,9 Mds €^[3]. La CRE a tiré les conséquences de cette décision en adaptant sa méthode de calcul des charges de capital, qui conserve les caractéristiques de l'approche économique tout en tenant compte du régime des concessions. Cette méthode s'appuie notamment sur un benchmark européen pour définir la marge sur actifs des investissements non financés par ERDF. Elle concentre l'incitation du GRD sur les investissements qu'il a effectivement financés.

Récemment, le Conseil d'Etat a confirmé la pertinence de cette évolution, en validant la méthode utilisée par la CRE lors de l'établissement du TURPE4^[4]. Le juge a en effet considéré que ni les dispositions issues du droit de l'Union, ni celles de l'article L.341-2 du code de l'énergie « *n'excluent [...] l'application d'une méthode telle que celle à laquelle a eu recours la CRE, dès lors que celle-ci prend en compte, dans les taux de rémunération qu'elle retient, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement des immobilisations* ».

Bien que les principes énoncés par les décisions successives du Conseil d'Etat n'aboutissent pas à remettre en cause l'utilisation, en elle-même, d'une méthode « économique » et « normative », la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte^[5] (ci-après « LTECV »), a introduit de nouvelles dispositions prévoyant expressément la possibilité de retenir une telle méthode^[6]. La LTECV a en cela conforté la méthodologie de la CRE qui procède d'une approche économique et comporte des composantes normatives.

La mise en œuvre de ces dispositions ne saurait toutefois avoir pour objet de s'affranchir des principes tarifaires issus du droit de l'Union et rappelés par le Conseil d'Etat, au titre desquels les tarifs doivent refléter les coûts effectivement engagés par le gestionnaire de réseaux

La méthode présentée par ENEDIS, qui propose elle-même de prendre en considération les comptes spécifiques de concession et les provisions pour renouvellement, ne conduirait cependant qu'à une prise en compte partielle et partielle des comptes de concession. Elle ne nous paraît donc pas en adéquation avec les principes que je viens d'évoquer.

La méthode proposée par ENEDIS conduirait à une hausse des charges de capital de 180 M€ par an en moyenne au cours de la période tarifaire à venir, toutes choses égales par ailleurs. Des chiffres plus élevés ont parfois été évoqués : ils agrègent non seulement l'effet du choix de la méthode, mais aussi la prise en compte de paramètres financiers plus favorables ou encore la rémunération des immobilisations en cours, qui n'a jamais été prévue pour les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité ou de gaz.

Il me semble en outre important de souligner que, dans le cadre de la méthode envisagée par la CRE pour le TURPE 5, la rémunération des investissements financés par des capitaux propres d'ENEDIS, s'établirait à 6,5%, sur la base des paramètres financiers présentés dans la dernière consultation publique. Dans le contexte financier actuel, marqué par des taux d'intérêts bas et une inflation faible, cette rémunération incite au financement par l'actionnaire des investissements nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution. Je note par ailleurs que les investissements annoncés par ENEDIS pour le précédent TURPE 4 ont bien été réalisés, preuve que la méthode envisagée par la CRE pour le TURPE 5, dans la continuité de celle du TURPE 4, a bien donné les moyens à ENEDIS d'investir.

Au total, la méthode envisagée par la CRE conduira en moyenne sur la prochaine période tarifaire à des charges de capital, hors projet Linky, en hausse de 10 % par rapport à celles prises en compte en 2015 par le TURPE 4. Le flux d'investissements prévu en moyenne sur la même période par ENEDIS, hors projet Linky, se situe en hausse de 9 % par rapport aux investissements réalisés en 2015.

^[1] Une légère modification de la prise en compte des emprunts financiers est également envisagée, mais, en l'absence pour le moment de tels financements dans le passif d'Enedis, cette modification méthodologique n'a pas d'impact sur le montant prévisionnel des charges de capital.

^[2] CE, 9^{ème} et 10^{ème} SSR, 28 novembre 2012, *Sté Direct Energie et autres*, n° 330548

^[3] Résumé de la décision figurant aux tables : « En l'espèce, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a, dans sa proposition adressée aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, calculé le coût moyen pondéré du capital de la société ERDF comme la moyenne du taux de rémunération des fonds propres et de celui de la dette de cette société, pondérés en fonction de l'importance relative des capitaux propres et des dettes, et a évalué ce coût comme si le passif de la société ERDF avait été composé à 40 % de capitaux propres et à 60 % de dettes. En s'abstenant totalement de prendre en considération, pour déterminer le coût moyen pondéré du capital, le poste de passif des comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, et le poste de passif des provisions pour renouvellement des immobilisations, qui représentaient pourtant des montants très importants, la CRE et les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont retenu une méthode erronée en droit et ont ainsi méconnu les dispositions de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et l'article 2 du décret du 26 avril 2001 »

^[4] CE, 9^{ème} et 10^{ème} chambres réunies, 13 mai 2016, *Société Direct Energie*, n° 375501

^[5] Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

^[6] En électricité, l'article 153 de la LTECV a introduit ces nouvelles dispositions à l'article L.341-2 du code de l'énergie

22 septembre 2016

Pour autant, les tarifs d'utilisation des réseaux n'ont jamais eu et n'ont pas vocation à apporter la trésorerie nécessaire à la réalisation des investissements. Il revient à l'actionnaire de s'assurer que le distributeur dispose des moyens financiers pour les réaliser. En contrepartie, une rémunération est versée par le TURPE tout au long de la durée de vie des investissements. Le tarif ne peut compenser les moyens financiers que l'actionnaire EDF refuserait de mettre à disposition de sa filiale ENEDIS, alors même que le TURPE assure la rémunération sur le long terme de ces investissements.

Je rappelle en outre que l'article L. 121-1 du code de l'énergie dispose que le service public de l'électricité doit être géré « dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique ». Ces obligations, attachées à l'exécution des missions de service public du gestionnaire de réseaux de distribution, ne sont assorties d'aucune condition. Par conséquent, le gestionnaire de réseaux ne saurait conditionner l'exécution de ses missions à la satisfaction de l'ensemble des éléments de sa demande tarifaire.

En ce qui concerne la transition énergétique en cours et à venir, le TURPE 5 prendra en compte les schémas prévisionnels de flux d'électricité sur les réseaux établis par RTE et ENEDIS pour 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 fort développement de la production renouvelable décentralisée) seront prises en compte lors de la définition de la structure des tarifs.

b) La structure du TURPE 5 s'adaptera aux évolutions issues de la transition énergétique, notamment en renforçant l'horosaisonnalité des tarifs et donc l'incitation à consommer aux périodes de faible utilisation des réseaux

Le TURPE 5 renforcera significativement le signal horo-saisonnier, c'est-à-dire la variation à la hausse ou à la baisse du tarif de réseau en fonction des périodes de pointe ou de faible utilisation. En particulier, des options tarifaires à pointe mobile² seront créées dès janvier 2017 pour les consommateurs raccordés en HTA (environ 100 000 consommateurs), et des options tarifaires à 4 index³ seront créées pour les clients raccordés en basse tension équipés de compteurs Linky.

Les auto-consommateurs verront ainsi leur tarif de réseau diminuer plus fortement s'ils sont en mesure de réduire leur soutirage sur le réseau pendant les périodes de forte charge, ce qui favorisera le développement du stockage d'électricité couplé à la production décentralisée.

Bien sûr, ces évolutions s'effectueront en tenant compte des deux principes fondamentaux que sont la péréquation nationale et la non-discrimination, et en s'assurant que les évolutions de facture qui en résultent sont progressives pour tous nos concitoyens et pour les entreprises.

En revanche, la CRE a choisi de ne pas introduire d'option à pointe mobile pour la basse tension. Il s'agit d'une question très complexe car, en basse tension, les pics de consommation sont locaux. Si la pointe mobile repose sur un signal national, on risque, du fait des reports de consommation, d'aggraver la pointe réelle et donc d'augmenter les coûts de réseau. Et pour l'instant, ni ENEDIS ni les fournisseurs ne sont prêts à gérer une pointe mobile sur la base de signaux locaux. Par ailleurs, l'introduction de l'option à 4 plages temporelles constitue déjà une évolution significative permettant de mieux refléter les coûts de réseau et de renforcer l'horosaisonnalité.

La CRE poursuivra ses réflexions sur cette question complexe avec l'ensemble des acteurs. Elle envisage d'introduire une clause de rendez-vous après 2 ans de TURPE 5 (soit à l'été 2019) permettant d'adapter la structure du TURPE si cela était nécessaire.

c) Enfin, le TURPE 5 prévoira plusieurs dispositifs nouveaux, dont certains en application de la loi sur la transition énergétique et la croissance verte (LTECV), qui renforceront la réactivité et la capacité d'innovation locale des gestionnaires de réseaux

Dans le domaine des *smart grids*, la CRE mène depuis plusieurs années une action volontariste d'animation de la filière, de suivi des plans d'action des gestionnaires de réseau et d'identification des barrières réglementaires.

² Le bon synchronisme entre la pointe de consommation nationale et les heures critiques pour le réseau HTA permettra à un tel signal de contribuer à diminuer les besoins d'investissements sur les réseaux, même si les simulations d'Enedis montrent que les gains seront limités. La CRE a décidé, contrairement à la pratique habituelle, de modifier le TURPE 4 en cours de route pour introduire cette option à pointe mobile dès le 1^{er} janvier 2017.

³ Cela consiste à superposer au signal heure pleine / heure creuse existant un nouveau signal hiver / été. Vous aurez donc 4 périodes : hiver heures pleines, hiver heures creuses, été heures pleines, été heures creuses. C'est une fonctionnalité permise par Linky et qui est essentielle pour maîtriser les coûts de réseau à moyen et long terme. Il s'agit d'une option, au choix de l'utilisateur ou de son fournisseur, et qui sera progressivement ouverte au fur et à mesure du déploiement de Linky.

22 septembre 2016

Le TURPE 5 donnera la possibilité aux gestionnaires de réseau d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des *smart grids*, sous réserve que l'analyse coûts/bénéfices soit favorable. Ce dispositif pourra notamment être utilisé dans le cadre de l'article 199 de la LTECV qui donne la possibilité aux collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseau de distribution.

Plus largement, le TURPE 5 inclura des budgets conséquents de recherche et développement (56 M€/an en moyenne pour ENEDIS), avec des incitations pour les gestionnaires de réseaux à engager effectivement les dépenses prévues et l'obligation de publier régulièrement les résultats obtenus.

Enfin, dès le TURPE 5 adopté, la CRE engagera une large concertation pour définir les conditions d'un tarif spécifique pour les auto-consommateurs, comme prévu par l'ordonnance du 27 juillet 2016.

4) Plus généralement, le cadre de régulation incitative du TURPE 5 sera renforcé

Les incitations de RTE et d'ENEDIS à l'efficacité économique et au renforcement de la qualité de service et de la continuité d'alimentation seront renforcées.

En premier lieu, le TURPE 5 introduira une incitation à maîtriser les coûts unitaires d'investissement d'ENEDIS, sans effet sur la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux. Les investissements dits « hors réseaux » de RTE et d'ENEDIS seront désormais soumis à régulation incitative, de même que le coût d'achat des pertes sur les réseaux d'ENEDIS et de RTE.

La qualité d'alimentation électrique, la qualité du service rendu aux utilisateurs et plus généralement la qualité et la continuité du service public resteront des éléments centraux de ce cadre de régulation. En témoignent les différents dispositifs incitatifs qui seront reconduits, complétés ou renforcés dans le TURPE 5. Parmi les évolutions envisagées, on peut citer l'introduction d'incitations sur la durée moyenne de coupure en HTA (en complément de celles en BT déjà présentes dans le TURPE 4) et sur les fréquences moyennes de coupure en BT et HTA, ou encore le passage pour les coupures longues du versement d'une pénalité par tranche de 6h à un versement par tranche de 5h de coupure. Ce dernier sujet a d'ailleurs récemment fait l'objet d'échanges entre nos services respectifs.

Le CRCP (ou compte de régularisation des charges et de produits) évoluera aussi, afin d'optimiser son fonctionnement en reconsidérant notamment le périmètre des charges et produits difficilement prévisibles ou difficilement maîtrisables par ENEDIS.

A ce sujet, dans votre lettre en date du 11 juillet 2016, vous m'avez fait part de votre préoccupation concernant les modalités de couverture par le prochain TURPE 5 des redevances de concession versées par ENEDIS aux autorités concédantes, dans un contexte d'incertitude sur les montants des redevances et sur le rythme du renouvellement, éventuellement anticipé, des contrats de concession.

Les redevances de concession versées par ENEDIS, comme la plupart de ses charges d'exploitation, sont actuellement couvertes par le TURPE sur la base de trajectoires prévisionnelles définies en début de période tarifaire.

Comme je vous l'ai écrit dernièrement, dans le contexte d'incertitude actuel, la CRE envisage de répondre favorablement à la demande de la FNCCR et d'autres parties prenantes de faire évoluer ce cadre de régulation en inscrivant les redevances de concession dans le périmètre du CRCP du TURPE 5. Ainsi les montants de redevance effectivement versés par ENEDIS seraient couverts par le TURPE 5.

CONCLUSION

En conclusion, je voudrais rappeler ici que la continuité et la prévisibilité de la régulation sont absolument essentielles pour le bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité et pour que les gestionnaires de réseau exercent leur missions dans les meilleures conditions. Le TURPE 5 s'inscrit donc dans un cadre général de régulation dont les principes généraux demeureront inchangés.

Pour autant, le TURPE 5 sera un tarif en évolution forte par rapport au précédent. Il préparera l'avenir en introduisant des évolutions de structure fortes, à même de répondre aux enjeux de la période qui s'ouvre devant nous, notamment la transition énergétique et la transformation numérique. Il dotera les gestionnaires de réseaux des outils nécessaires pour innover et faire preuve de réactivité en cours de période tarifaire. Il protégera le pouvoir d'achat de nos concitoyens et la compétitivité de notre économie en renforçant les incitations des gestionnaires de réseau à l'efficacité.