

Paris, le 31 mars 2019

Contribution

Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

Enerplan remercie la Commission de Régulation de cette consultation, et souhaite contribuer par les éléments suivants.

Précision liminaire : les éléments de réponse transmis ci-dessous aux interrogations ne sont valables que pour le cadre tarifaire électrique.

Question 1 : Partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ?

Un constat s'impose pour la partie électrique du cadre tarifaire : alors que les montants des investissements sont globalement stables, les coûts des gestionnaires de réseau sont en constante augmentation. La rentabilité semble ainsi être majorée au regard des risques réels encourus sur le plan financier qui sont faibles.

Question 2 : Partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?

La transition énergétique semble vue avant tout comme une contrainte, un poids pour le réseau. L'autoconsommation par exemple, qui est une manière d'éviter de la consommation d'électricité issue et générée sur le réseau, est quasiment absente du bilan et de la prospective. De même, la participation des actifs de production et de stockage à la gestion du réseau n'est que peu évoquée. Or la gestion dynamique et décentralisée peut permettre une participation décentralisée au réglage de fréquence, de tension, à la gestion des congestions ou encore aux effacements de besoin de renforcement de réseau, etc.

Plutôt que de s'ériger en frein en partant du principe que le développement de stockage n'est pas, à l'heure actuelle, nécessaire au réseau ; il conviendrait de s'ériger en facilitateur. Une partie du stockage proviendra en effet des véhicules électriques. La perspective d'une hausse de la part des VE dans la mobilité, de l'interdiction à 2040 de la vente de véhicules thermiques, n'est vue que sous le prisme du soutirage. Or ces véhicules peuvent d'ores et déjà restituer l'électricité au réseau ou au bâtiment. Ils peuvent être demain un réservoir formidable de flexibilité, évitant des coûts de renforcement ou de création de réseau en participant à l'écêtement de la pointe électrique.

Sans même parler de la valorisation de cette participation à l'équilibre du réseau, une prise en compte de ces services nouveaux dans la prospective du cadre tarifaire est nécessaire.

Question 3 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ?

Un cycle de 4 ans semble adapté, permettant à la fois une visibilité aux acteurs et une souplesse dans la durée. Une simplification des modalités et une meilleure lisibilité des options tarifaires serait toutefois bienvenue.

Question 4 : Etes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ?

Comme mentionné à la question 3, la visibilité est importante pour l'ensemble des acteurs. Une vision indicative des évolutions participe de l'anticipation possible, et est donc bienvenue.

Question 5 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?

Pas d'avis sur ce point.

Question 6 : Etes-vous favorable au principe envisagé par la CRE d'évolution du calcul du CRCP pour coordonner les tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

Pas d'avis sur ce point.

Question 7 : Etes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?

Pas de complément sur ces points.

Question 8 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissement « hors réseaux » ? Le cas échéant, pensez-vous que les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données devraient être exclus du périmètre « hors réseaux » incité et faire l'objet d'une régulation « classique » avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés ?

Au titre de l'incitation à la réduction des dépenses, la recherche de mécanismes de flexibilité évitant des investissements, notamment avec les producteurs d'électricité décentralisée, doit être recherchée par les gestionnaires de réseau électriques, en particulier de distribution.

Ces dépenses ne nous semblent pas relever de la BAR.

Question 9 : Etes-vous favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs ?

Il semble y avoir disproportion entre les risques réels encourus par les utilisateurs et les gestionnaires de réseau. Les risques sont beaucoup plus importants pour les utilisateurs et avec une conséquence faible pour les gestionnaires de réseau au regard de la rentabilité extrêmement élevée de leur activité garantie par le TURPE. Le partage des risques devrait donc être rééquilibré au profit des utilisateurs.

Question 10 : Etes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?

Oui, en partant du principe que la rémunération est assise sur le risque réel encouru, et non surévaluée.

Question 11 : Etes-vous favorable à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme ?

Sur ce point, il nous semble plus pertinent d'introduire une pénalisation en cas de sous-investissement, et de manquement aux obligations plutôt qu'une survalorisation des bons élèves.

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien des charges d'énergie/ de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?

Oui.

Question 13 : Que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?

Pas de proposition d'évolution à ce stade, hormis réponse aux questions précédentes.

Question 14 : Etes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées ?

Les possibilités de minimiser les besoins de renforcement du réseau sont insuffisamment prise en compte par le TURPE. S'appuyer sur les outils de production décentralisée et de stockage pour en faire un atout dans la conduite du réseau peut amener à un moindre investissement nécessaire. Il faut cesser de faire de la transition énergétique une justification à l'investissement dans les réseaux dès lors que les actifs de production et de stockage renouvelables ne sont pas également envisagés comme facilitateurs du réseau.

Il en va de même de l'électrification de la mobilité. Le développement concomitant d'actifs ENR doit permettre un moindre besoin de renforcement de réseau pour répondre à la demande d'électricité générée par ces nouveaux usages.

Question 15 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?

Oui, il ne semble pas de bonne gestion que de faire rémunérer par les utilisateurs du réseau des actifs amortis.

Question 16 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?

Oui.

Question 17 : Etes-vous favorable aux évolutions des modalités de calcul de la rémunération des actifs des opérateurs, envisagées par la CRE, et principalement la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ?

Oui dans la mesure où cela peut amener à une rémunération au plus juste des coûts réels.

Question 18 : Jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement introduit par les délibérations tarifaires ATRD 5 et TURPE 5 HTA BT?

Pas de complément sur ces points.

Question 19 : Avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?

Comme pour les projets d'interconnexion, les grands projets doivent être développés autant que nécessaire, au juste coût, mais sans surdimensionnement. Une cadre incitatif à la maîtrise de ces projets, qui intègre les solutions alternatives au renforcement ou à la création de réseau de transport semble justifié.

Question 20 : Avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?

Un audit des coûts réels des projets est justifié.

Question 21 : Quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?

La programmation des interconnexions transfrontalières, liée à la programmation des exports, si elle est nécessaire, semble faire partiellement abstraction des besoins réels des voisins. Ce constat s'applique aux exports prévus dans la PPE, mais influe de facto sur ces interconnexions.

Question 22 : Etes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?

Dans la mesure où cette définition couvrirait l'ensemble des cas, et ne saurait s'appliquer aux coûts immobilisables par ailleurs, la définition semble juste.

Question 23 : Etes-vous favorable aux principes que la CRE propose de retenir pour le traitement des coûts échoués et qui sont ceux déjà en place dans l'ATRT ?

Pas de point de vue sur ce sujet.

Question 24 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle seuls les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?

Les frais d'étude sont inhérents à l'activité. Cependant, ouvrir la possibilité de couvrir l'ensemble des coûts d'études sans suite par le tarif n'incite pas à la maîtrise de ces derniers.

Question 25 : Pour les investissements à cycle long, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC)?

La couverture d'ores et déjà prévue semble suffisante. Un accroissement des éléments couverts par le tarif ne semble pas justifié sur ce point.

Question 26 : Etes-vous favorable au maintien d'une trajectoire de R&D telle que fixée actuellement ? Etes-vous favorable à la révision de ces montants au bout de deux ans ?

La R&D est indispensable. Une sanctuarisation telle que proposée de ces mécanismes semble de bon aloi.

Question 27 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un tel mécanisme dans le secteur du gaz ? Avez-vous des suggestions d'évolutions qui permettraient d'améliorer le déploiement de technologies smartgrids par les opérateurs ?

Pas de point de vue sur le gaz.

Lever les freins, notamment tarifaires, à l'autoconsommation solaire collective serait sans doute une piste d'amélioration de l'implication des gestionnaires de réseau dans la conception de smartgrids à partir de sources de production renouvelables locales.

Question 28 : Les évolutions envisagées par la CRE vous semblent-elles être pertinentes pour améliorer la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D et d'innovation ? Avez-vous d'autres suggestions pour améliorer cette transparence ?

La consultation des acteurs de marché sur les programmes de R&D est une évolution pertinente. Une publication régulière, même partielle, des travaux est également une avancée souhaitable.

Question 29 : Etes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?

Favorable si cette incitation conduit à prendre en compte les impacts positifs pour le réseau des innovations des acteurs. D'une manière générale, les acteurs du secteur solaire ne sont pas en attente d'incitation à l'innovation technique, en revanche une incitation à l'innovation servicielle des actifs de production et de stockage serait bienvenue.

Question 30 : Quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ?

Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?

La priorité doit être à l'amélioration des délais de raccordement des utilisateurs du réseau, en particulier pour les petits producteurs résidentiels en autoconsommation ou non.

Par ailleurs, une unification des conditions tarifaires du raccordement de ces mêmes autoconsommateurs entre les différents GRD est nécessaire. Le raccordement est en effet simplifié et peu onéreux dès lors que la pose d'un compteur communicant est proposée par le GRD, mais peut s'avérer dissuasive dans le périmètre des GRD non soumis à l'obligation de déploiement (un coût dix fois supérieur avant refaction).

Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre envisagée par la CRE d'un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service ? Avez-vous des propositions à faire ?

Tous les indicateurs devraient être déclinés à la maille la plus fine. On ne peut pas d'une part prôner des investissements pour améliorer la qualité de réseau, voire des investissements d'Enedis en local sans mesurer leur efficacité.

Question 32 : Etes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?

Oui, de tels indicateurs et incitations ne peuvent être que bénéfiques dans une optique globale de transition écologique.

Question 33 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque

En premier lieu, l'idée de proposer un bonus pour l'atteinte par le gestionnaire de réseau de ses objectifs légaux, alors même qu'il bénéficie d'une rémunération élevée de sa base d'actifs, ne nous apparaît pas justifiée.

Par ailleurs, l'article L. 131-1 du Code de l'Énergie définissant les missions de la CRE rappelle que ces missions s'exercent « en cohérence avec les objectifs de l'article L. 100-1 et les prescriptions énoncées à l'article L. 100-2 ». Le Tarif d'utilisation des réseaux, s'il doit par définition couvrir les coûts des gestionnaires, ne doit pas moins en être guidé par ces impératifs de diversification du mix énergétique notamment. A cette fin, ils doivent s'intégrer dans les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie qui prévoit une montée en puissance de ces énergies. Il est ici nécessaire de pointer le risque de dichotomie entre les attentes de la CRE en termes de baisse de coûts des producteurs dès lors que le régulateur intervient pour avis sur les appels d'offre ou la fixation des tarifs d'achat, et le risque inflationniste pour les producteurs des coûts d'accès au réseau et de son utilisation. C'est particulièrement flagrant dès lors que l'on s'intéresse au TURPE dit « spécifique » qui est proposé aux autoconsommateurs collectifs. Ces derniers répondent aux objectifs et prescriptions des articles L 100-1 et 100-2 précités en investissant en propre dans la transition énergétique, mais sont grevés de tarifs d'utilisation du réseau dissuasifs.

Avant de structurer le prochain tarif pour sa partie relative à l'autoconsommation, il conviendrait de mener une étude pour analyser l'impact réel sur le réseau de l'autoconsommation, en particulier collective. On peut supposer qu'une opération en boucle micro-locale a un impact limité sur le réseau, les électrons allant au plus court. Le coût des flux allo ne devrait pas être plus élevé que le coût des flux en soutirage classique dans les configurations verticales en particulier. Cela est d'autant plus important si l'on considère que l'autoconsommation collective est le seul moyen d'autoconsommer en habitat collectif, notamment social. En cela, elle peut se révéler un important moyen direct de lutte contre la précarité énergétique.

Le consommateur en autoconsommation collective devrait être regardé dans une logique d'ensemble, pour les services qu'il peut rendre au réseau (effacement, stockage, pilotage, etc.) Il ne faut pas mener le travail de structuration du TURPE en silo par rapport au travail qui est fait par ailleurs sur les smart grids, la flexibilité, l'électromobilité.



L'intégration dans un futur cadre tarifaire de ces tarifs d'utilisation valorisant des énergies locales renouvelables tel que le souhaitait le législateur de 2017 en approuvant les textes des ordonnances de 2016, est un impératif dans la perspective des prescriptions de l'article L.100-2.