



**Réponse de RTE à la consultation publique de la
CRE du 9 juillet 2020 N°2020-011 relative aux
signaux économiques envoyés aux producteurs
d'électricité**



RTE répond ci-après aux questions de la consultation publique de la CRE du 9 juillet 2020 N°2020-011 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité.

RTE partage l'analyse de la CRE selon laquelle l'adaptation du réseau de transport est aujourd'hui en grande partie liée à l'accueil des producteurs d'énergies renouvelables (EnR) et moins à la croissance de la consommation. Dans ce contexte, les choix de localisation des producteurs sont susceptibles d'avoir des conséquences importantes sur les coûts des réseaux supportés par l'ensemble des utilisateurs de ces réseaux. Aussi, même si le coût de réseau qu'il engendre n'est qu'un facteur parmi d'autres (efficacité du gisement, foncier disponible, acceptabilité par les populations, position des collectivités) à prendre en compte dans le choix d'implantation d'un producteur, RTE considère que la qualité des signaux économiques qui renvoient ces coûts est un enjeu important pour éviter des surdimensionnements du réseau.

Différents outils économiques existent déjà aujourd'hui pour sensibiliser les producteurs à ces coûts de réseau au moment de leur installation (coûts de raccordement, quote-part de S3REnR). RTE partage le constat qu'ils ne sont aujourd'hui pas suffisamment précis ni complets, ce qui diminue leur efficacité. Comme la CRE, RTE considère que la priorité doit être donnée à l'amélioration de ces signaux.

S'agissant de l'introduction d'un signal tarifaire à l'injection, au sujet de laquelle la CRE soumet des propositions dans cette consultation publique, RTE reconnaît l'intérêt de l'étudier en complément des signaux existants tout en soulignant la complexité du sujet et la nécessité d'en étudier au préalable et en profondeur les objectifs, les effets attendus (efficacité et effets de bord) et les difficultés de mise en œuvre (opérationnelles, juridiques). RTE considère que les réflexions et travaux sur le sujet doivent être poursuivis durant la période TURPE 6 sans précipiter d'expérimentation.

Question 1 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE liés à la tarification de l'injection dans les réseaux ?

RTE partage les principaux enjeux identifiés par la CRE liés aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité pour les sensibiliser aux coûts que leurs décisions induisent sur la gestion des infrastructures et du système électrique.

Comme le rappelle la CRE, il existe par nature différents types de signaux économiques qui peuvent être envoyés aux producteurs pour les inciter à tenir compte des coûts de réseau dans leur choix de localisation : celui envoyé à l'installation (coût de raccordement et quote-part S3REnR), qui est le plus structurant, et celui envoyé au cours de la période d'exploitation du moyen de production. Comme la CRE, RTE considère que la priorité doit être donnée à l'amélioration des signaux à l'installation qui existent aujourd'hui, tout en soulignant qu'ils ne constituent qu'une des composantes qui orientent le choix de localisation d'un producteur ENR, avec notamment l'efficacité du gisement (productible), l'appréciation du foncier disponible, l'acceptabilité par les populations, la position des collectivités.

Pour autant, la transition énergétique en cours transforme le rôle et les usages des réseaux d'électricité et le modèle de construction tarifaire doit s'y adapter pour ne pas risquer de la ralentir. Dans ce contexte, les tarifs d'accès aux réseaux constituent des signaux économiques importants pour renvoyer efficacement les coûts et la valeur à ceux qui les génèrent, garantir un usage toujours efficace des infrastructures et éviter l'apparition de distorsions de marché.

Question 2 : Estimez-vous que les actuels signaux économiques sont suffisants ?

RTE partage l'analyse de la CRE conduisant à considérer que l'adaptation du réseau de transport est aujourd'hui en grande partie liée à l'accueil des producteurs d'énergies renouvelables (EnR) et moins à la croissance de la consommation. A l'échelle de l'ensemble du réseau, les injections sont devenues un plus fort inducteur de l'évolution des coûts d'infrastructure que les soutirages. Le SDDR 2019 prévoit ainsi que, bien que le niveau des contraintes sur le réseau de transport engendrées par l'installation des productions EnR doive rester modeste d'ici à 2025 (concernant moins de 2% des liaisons), il devrait augmenter significativement entre 2025 et 2030 (multiplication par 3 à 5 de ce niveau de contraintes selon les scénarios).

Dans ce contexte, il est pertinent d'étudier les outils disponibles pour mieux sensibiliser les producteurs aux coûts d'infrastructure qu'ils induisent et les inciter à en tenir compte dans leur choix de localisation et/ou d'exploitation. Le SDDR 2019 montre ainsi que, s'agissant des producteurs d'EnR, une prise en compte fine, à une maille locale, des coûts de réseau induits par leur choix de localisation pourrait représenter une réduction de coût de plusieurs dizaines de millions d'euros par an pour la collectivité sur la période 2020-2035 par rapport à un scénario dans lequel les choix de localisation seraient fait sans en tenir compte.

La quote-part payée, au moment de leur installation, par les producteurs qui se raccordent aux réseaux dans le cadre des S3REnR constitue déjà un signal incitatif qui contribue à orienter l'implantation des sites de production d'origine renouvelable entre chacune des 12 régions administratives. Toutefois, ce signal est perfectible dans la mesure où il ne permet pas de refléter les différences de coûts de réseau au sein d'une région et les pistes d'amélioration de cet outil doivent être approfondies pour mieux sensibiliser les nouveaux producteurs aux coûts d'investissement de réseau dont ils sont à l'origine.

Au total, RTE partage l'intérêt de la CRE pour la recherche d'une plus grande complétude des signaux économiques reçus par les producteurs. Dans ce cadre, il est justifié de réinterroger la pertinence du signal envoyé par la composante d'injection du TURPE, à l'aune notamment des coûts d'infrastructure et de gestion du système électrique que les injections peuvent induire, a fortiori dans un contexte de développement rapide des productions décentralisées. Ce signal doit rester cohérent avec les autres dispositifs envisagés par les pouvoirs publics.

Question 3 : Avez-vous des remarques concernant la méthode proposée d'élaboration de grilles tarifaires à destination des producteurs raccordés dans le domaine de tension HTA ?

Les éléments dont RTE a connaissance ne lui permettent pas de formuler un avis précis sur la méthode envisagée par la CRE.

Sur le principe, RTE accueille favorablement le souhait de la CRE d'assurer une cohérence entre le signal tarifaire envoyé aux soutirages et celui envoyé aux injections, ce qui requiert une cohérence de méthodes et d'hypothèses. Cette cohérence est une condition d'équité et d'efficacité du signal tarifaire.

Dans ce contexte, RTE appelle la CRE à la vigilance sur le socle d'hypothèses sur lequel la méthode est construite (décomposition du réseau en poches, choix de la fonction de coûts, etc.). En effet, ce socle a été initialement choisi pour modéliser l'effet des soutirages sur les coûts d'infrastructure et, sur cette base, fixer un tarif indépendant de la localisation géographique et ne reposant que sur le profil de soutirage du consommateur. Ainsi, il sera nécessaire d'apprécier la pertinence de recourir à ce même socle d'hypothèse pour évaluer les coûts engendrés par les injections et les refoulements et fixer un tarif différencié géographiquement.

Question 4 : Etes-vous favorable au découpage tarifaire du réseau HTA en 3 zones selon le taux de refoulement ?

Au regard des enjeux qui peuvent motiver l'étude de nouveaux signaux tarifaires à l'injection, pour sensibiliser les producteurs aux coûts d'infrastructure qu'ils sont susceptibles d'engendrer, un tarif d'injection dont le niveau serait uniforme au niveau national présenterait a priori peu d'intérêt. En effet, non seulement, comme tout tarif d'injection, un tel tarif dégraderait (au moins à court terme) la compétitivité des producteurs implantés en France sans réduire a priori la facture d'électricité du consommateur final (sur qui les producteurs répercuteraient le coût

de ce tarif), mais en plus il ne permettrait pas aux producteurs de tenir compte des coûts de réseau dans leurs choix de localisation et d'exploitation ni donc d'engendrer des économies de réseau pour la collectivité.

A l'inverse, un tarif d'injection différencié à une maille géographique très fine, sous réserve de pouvoir évaluer les coûts que le tarif est censé refléter à une maille aussi fine (à chaque heure en chaque point du réseau) et sous certaines hypothèses, renverrait un signal tarifaire de localisation et d'exploitation qui serait économiquement optimal. En revanche, il engendrerait une complexité et des coûts de mise en œuvre excessifs au regard des enjeux actuels, aussi bien pour les opérateurs de réseau que pour les utilisateurs en injection.

Dans le cadre des travaux exploratoires menés par la CRE sur le sujet, la répartition des réseaux en trois types de zones, reflétant trois niveaux différents de contrainte en injection, apparaît comme un compromis raisonnable.

Le découpage géographique envisagé pose toutefois la question du périmètre d'application du principe de péréquation tarifaire tel que défini par la CRE dans la délibération tarifaire du 17 novembre 2016¹, retenu par la CRE pour la tarification des soutirages mais pas pour celle des injections. Cet écart entre les deux approches pourrait avoir des conséquences, notamment pour les utilisateurs qui sont à la fois soutireurs et injecteurs.

Les principales difficultés du découpage tarifaire envisagé par la CRE concerneraient :

- la répartition des points d'injection entre ces zones à partir de projections dont les calages temporels précis présentent de fortes incertitudes et donc des risques importants de s'avérer inexacts ;
- la fixation des critères de détermination des zones (effets de seuil).

En particulier, s'agissant, pour les opérateurs de réseau, de définir localement, de façon prospective, des plages horaires de contraintes en injection, il convient de noter que, selon le SDDR 2019, d'ici 2030 au moins (TURPE 8), les contraintes sur le réseau demeureront très locales (échelle d'un ouvrage, inadaptée à des barèmes de tarification). Les moments d'apparition des pointes locales de production EnR fatale sont en outre a priori très difficilement prévisibles, a fortiori à moyen-long terme, et une part importante des contraintes n'apparaîtra qu'en cas d'avarie sur une ligne avoisinante, encore moins prévisible dans le temps. Aussi, les plages que pourraient définir localement les gestionnaires de réseau, de façon potentiellement non coordonnée (car il est possible que des injections en HTA ne créent pas de contraintes dans la poche HTA concernée mais que les refoulements qu'elles induisent en créent sur le réseau HTB amont), seront nécessairement contestables et potentiellement non pertinentes *ex post*. Or, comme ces plages et ces zones conditionneraient le niveau du tarif de réseau dont devraient s'acquitter les

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (p.13) : « principe de péréquation tarifaire : en application des dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national »

producteurs, leur définition serait une source de contentieux pour les gestionnaires de réseau et elle nécessiterait *a minima* d'être précisée ou formellement validée par la CRE, conformément à sa compétence tarifaire.

En prolongement, RTE comprend que la CRE envisage une synchronisation locale des plages temporelles de la composante de soutirage et du tarif d'injection : en tout point du réseau : les heures de pointe seraient celles sur lesquelles le tarif de soutirage serait le plus élevé et le tarif d'injection le plus faible, et les heures creuses de saison basse seraient celles sur lesquelles le tarif de soutirage serait le plus faible et le tarif d'injection le plus élevé. Les plages temporelles seraient ainsi placées localement par les gestionnaires de réseau, non pas en fonction de la courbe de charge de soutirages (logique actuelle), mais en fonction de celle des soutirages nets des injections. L'idée sous-jacente n'est alors plus d'inciter à un lissage de la consommation pour limiter les pointes (logique actuelle), mais plutôt d'inciter à la fois la consommation à se reporter vers les heures de plus forte production locale et les injections à être placées aux heures de plus fortes consommation.

Bien qu'elle présente une certaine pertinence et qu'elle offre de la simplicité (y compris en matière de mise en œuvre), RTE souhaite attirer l'attention de la CRE sur les inconvénients d'une telle approche. La courbe de charge de consommation est plus stable donc plus prévisible d'un jour à l'autre ou d'une semaine à l'autre qu'une courbe de charge de production renouvelable fatale. L'analyse de la courbe de charge nette, à des mailles temporelles fines (heure par heure) et *a fortiori* de façon prospective, est susceptible de dégrader la fiabilité du classement des heures et de conduire, selon l'approche envisagée, à des placements de plages temporelles qui pourraient s'avérer non pertinents (tarif élevé en creux de nuit, tarif faible proche des pointes du matin ou du soir). Les effets d'un tel changement d'approche (notamment sur les déclenchements tarifaires en heures creuses) devraient être évalués finement. Par ailleurs, en HTB, il n'est pas envisagé que les heures de pointe puissent être différenciées localement² donc, sur l'ensemble du réseau, le tarif d'injection serait le plus faible à des heures fixes qui ne sont pas nécessairement celles sur lesquelles les injections engendrent le moins de contrainte localement.

Question 5 : Le périmètre des coûts pris en compte dans le tarif d'injection HTA vous semble-t-il pertinent ?

Dans ses principes, l'approche envisagée par la CRE permet de sensibiliser les injecteurs à des coûts d'infrastructure qu'ils engendrent mais ne supportent pas aujourd'hui, tout en évitant tout risque de leur faire supporter deux fois les coûts de réseau qu'ils supportent déjà via les coûts de raccordement et les quotes-parts. Tout en améliorant le signal économique auquel sont soumis les producteurs, cette

² En cohérence avec l'article L. 341-4 du code de l'énergie qui prévoit que « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de l'année où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».

approche réduirait par ailleurs les subventions croisées qui existent aujourd'hui entre eux et les consommateurs.

RTE rappelle néanmoins que les coûts de réseau ne sont qu'un des nombreux facteurs dont doivent tenir compte les producteurs EnR dans leur choix d'implantation (certains comptent beaucoup plus) et que, dans ces coûts de réseau, la plus grosse part concerne les coûts d'investissements qu'ont vocation à refléter les coûts payés par le producteur à l'installation. Dans ce contexte, la complexité des outils qui peuvent être imaginés pour sensibiliser les producteurs aux coûts d'exploitation des réseaux doit être proportionnée aux enjeux.

Question 6 : Les coûts induits par les injections vous semblent-ils correctement retranscrits dans la méthode proposée ?

Les éléments dont RTE a connaissance ne lui permettent pas de formuler un avis précis sur la méthode envisagée par la CRE.

RTE insiste sur la nécessité de tenir rigoureusement compte des méthodes de dimensionnement des infrastructures appliquées par les gestionnaires de réseau, et dont les principes diffèrent selon que les contraintes soient liées à de l'énergie non distribuée (END) ou à de l'énergie non évacuée (ENE).

Question 7 : Selon vous, à quels niveaux de tension devrait s'appliquer le tarif d'injection reflétant les OPEX d'infrastructure ?

Si le tarif d'injection envisagé par la CRE était mis en œuvre à terme, alors, au vu des principes qui le sous-tendent (renvoyer aux injections les charges d'exploitation d'infrastructure qu'elles engendrent) et dans la mesure où le coût de déploiement ne l'empêche pas, il semblerait justifié de l'appliquer à tous les niveaux de tension sur lesquels les coûts qu'il a vocation à refléter existent et peuvent être calculés. Si les injections induisent des coûts de réseau, plus ou moins importants, sur tous les niveaux de tension, alors limiter l'application d'un tel tarif à certains niveaux de tension serait non seulement inefficace au plan économique, mais aussi facteur d'inégalité de traitement entre producteurs et serait donc discriminatoire au plan juridique.

Une attention devrait néanmoins être portée à l'articulation entre ce nouveau tarif et la composante d'injection qui existe aujourd'hui et qui a vocation à renvoyer, à ceux qui les engendrent, d'autres coûts induits par les injections (compensation des pertes électriques liées aux échanges transfrontaliers). Les différences de périmètre envisagées par la CRE entre ces dispositifs aboutissent ainsi à des écarts de niveau importants entre les tarifs HTB2-3 et HTA. A titre d'illustration, ce nouveau dispositif ferait peser sur la production HTA (60TWh en 2019) un coût de 170 M€ alors que le timbre d'injection pour la production HTB3 et HTB2 (environ 450TWh annuels) ne représente qu'un montant de 90 M€.

Pour autant, dans le cadre des travaux exploratoires actuellement lancés par la CRE, il semble pertinent de commencer l'analyse par les domaines de tension HTA

puis HTB1 sur lesquels les contraintes et coûts de réseau engendrés par les raccordements de production EnR seront les plus forts jusqu'à 2025.

Questions 8 et 9 : Avez-vous des remarques concernant les grilles tarifaires présentées ? Êtes-vous favorable à une clause d'antériorité ? Que pensez-vous des modalités envisagées ?

RTE n'a pas d'observation particulière sur les grilles proposées par la CRE pour les injections en HTA.

RTE souhaite attirer l'attention de la CRE sur le fait que si de telles grilles tarifaires devaient être facturées par RTE à ses clients en HTB (et aussi en HTA pour quelques clients), alors des évolutions très importantes devraient préalablement être apportées aux systèmes de comptage et de facturation, mais également, sans doute, aux stipulations contractuelles qui lient RTE et ses clients. De telles évolutions sont possibles mais elles représenteraient des besoins significatifs en ressources (que RTE n'a pas prévues dans son plan d'affaires pour la période TURPE 6) et en temps de mise en œuvre. Cette complexité impacterait également d'autres acteurs que RTE et doit donc être prise en compte de manière prioritaire par la CRE.