



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-011 DU 9 JUILLET 2020 RELATIVE AUX SIGNAUX ECONOMIQUES ENVOYES AUX PRODUCTEURS D'ELECTRICITE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 5 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 5 bis HTA-BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août 2018 pour une durée d'application de 4 ans et 3 ans respectivement¹. La formulation générale « TURPE 5 » dans la suite de la présente consultation publique se réfère aux principes en vigueur à la fois dans la délibération TURPE 5 HTB et dans la délibération TURPE 5 bis HTA-BT.

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a engagé dès 2018 ses travaux relatifs à l'élaboration des prochains tarifs, dits « TURPE 6 », en vue de leur entrée en vigueur au 1^{er} août 2021.

Leur élaboration doit prendre en compte le contexte de transformation rapide du système énergétique, notamment :

- le développement rapide de la production renouvelable décentralisée : les parcs de production éoliens et solaires, en grande majorité raccordés aux réseaux de distribution, ont augmenté de près de 10% en 2019², pour atteindre respectivement une puissance installée de 16,5 GW et 9,4 GW ;
- le développement des bornes de recharge de véhicules électriques : le nombre et la puissance installée de ces points de recharge ont pratiquement doublé entre fin 2017 et fin 2019 : 276 000 bornes, totalisant une puissance de 1,87 GVA en septembre 2019, à comparer à 156 000 bornes et 1,01 GVA en septembre 2017 ;
- l'autoconsommation : 431 MW d'installations de production en autoconsommation sont raccordés au réseau exploité par Enedis à la fin du premier trimestre 2020, soit une multiplication par 6 par rapport aux 75 MW raccordés à l'entrée en vigueur du TURPE 5 (mi 2017) ;
- le développement de l'éolien en mer : six parcs d'éoliennes posées en mer, pour un volume total de 3 GW (AO1 et AO2), seront raccordés au réseau de transport entre 2022 et 2025, ainsi que les premiers parcs pilotes d'éoliennes flottantes à partir de 2021.

Ces transformations du système électrique auront des conséquences majeures pour les réseaux qui, en plus de leur nécessaire renouvellement, devront accompagner et faciliter la transition énergétique, qu'il s'agisse du raccordement de ces nouveaux moyens de production et de stockage ou de l'adaptation des réseaux qui en découlera.

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts des gestionnaires de réseaux sont affectés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à envoyer les bons signaux économiques aux différentes catégories d'utilisateurs pour optimiser les coûts des réseaux, à court et à long terme. La structure tarifaire est ainsi fondée sur un principe de reflet des coûts. Cette approche permet d'éviter les subventions entre catégories d'utilisateurs et les effets néfastes qui pourraient en découler. Il s'agit de répercuter à chaque utilisateur les coûts qu'il génère sur les réseaux en fonction de ses caractéristiques d'utilisation des réseaux, et de faire en sorte que celui qui adapte son comportement en sollicitant moins le réseau constate une économie de facture cohérente avec les baisses de coûts qu'il permet.

¹ Délibération de la CRE du 16 novembre 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/turpe-htb3>) et Délibération de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA et BT (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-HTA-et-BT>)

² Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2019, ADEEF, Agence ORE, Enedis, RTE, SER

L'envoi de signaux économiques pertinents est particulièrement nécessaire dans les périodes de transformation au cours desquelles les utilisateurs sont amenés à faire des choix d'investissements structurants pour les réseaux, notamment en termes de localisation et de dimensionnement des installations. Un des enjeux majeurs de la structure des tarifs est de permettre une coordination entre les choix des gestionnaires des réseaux et de leurs utilisateurs, consommateurs comme producteurs.

Dans ce contexte, la CRE a mené en mai 2019 une première consultation publique sur la structure du futur tarif de réseaux TURPE 6³. Cette consultation portait principalement sur les principes et enjeux des différentes composantes du tarif (composante de gestion, composante de comptage, forme des grilles de soutirage et tarification de l'injection). 37 réponses ont été reçues et publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE⁴. La majorité des réponses sont défavorables à une tarification de l'injection. Pour autant, compte tenu des enjeux majeurs en termes de transition énergétique et de coût de l'électricité pour le consommateur, la CRE a depuis lors poursuivi ses réflexions qui ont conduit à la présente consultation.

Une seconde consultation publique s'est déroulée entre mars et juin 2020. Elle présentait notamment les évolutions de méthode envisagées par la CRE pour construire la composante de soutirage du TURPE 6 ainsi que les grilles tarifaires qui en découleraient. 38 réponses ont été reçues et sont publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE⁵.

La CRE publie aujourd'hui une troisième consultation publique centrée sur les signaux économiques envoyés aux producteurs. L'insertion de la production renouvelable est aujourd'hui l'un des premiers facteurs de l'évolution des coûts de réseaux. À court terme, des tarifs de raccordement réduits et un tarif d'injection nul pour les producteurs renouvelables peuvent sembler aider un développement plus rapide des projets. Or, cette approche risque de poser problème à moyen terme et long terme : des projets placés sans prendre en compte les conséquences pour les réseaux et injectant au mauvais moment risquent de freiner le raccordement des projets suivants. En effet, le raccordement de nouvelles installations sera alors conditionné à des investissements de réseaux de plus en plus coûteux mais aussi longs à réaliser.

Pour s'en prémunir, l'envoi de signaux économiques pertinents est nécessaire pour garantir que producteurs et opérateurs de stockage prendront en compte dans leurs décisions les coûts qu'engendre leur utilisation du réseau, au bénéfice de la collectivité et de la transition énergétique. Dans cet objectif, la CRE présente dans cette consultation publique l'état de ses réflexions sur les signaux économiques qui pourraient leur être envoyés.

Pour rappel, les signaux économiques peuvent être transmis :

- lors du raccordement : la facturation des ouvrages propres et de la quote-part des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) au titre des créations d'ouvrages mutualisés sur les réseaux amont, constitue un signal à la localisation important, répercutant aux producteurs une partie des coûts de réseau que génère leur installation en rapport avec leur localisation. Ce signal est toutefois amoindri du fait de la mutualisation importante des coûts dans la quote-part définie à la maille régionale.
- tout au long de la durée de vie des projets, au travers du tarif d'utilisation des réseaux qui peut être, d'une part, différencié géographiquement pour compléter le signal à la localisation transmis lors du raccordement et, d'autre part, différencié temporellement, à l'instar de la composante de soutirage, pour véhiculer un signal relatif aux coûts générés par les décisions d'exploitation des moyens de production. Aucun signal n'est à ce jour envoyé aux producteurs : l'utilisation du réseau est gratuite, à l'exception des niveaux de tension les plus élevés⁶.

La présente consultation présente notamment les enjeux pour les réseaux liés au développement de la production décentralisée et l'intérêt de signaux de tarification adaptés lors du raccordement comme en phase d'exploitation. Elle expose ensuite la méthode envisagée par la CRE pour construire la composante d'injection ainsi que les grilles tarifaires illustratives qui en découleraient pour les utilisateurs raccordés en HTA.

La méthode d'élaboration de la composante d'injection envisagée par la CRE est conçue en cohérence avec celle utilisée pour élaborer la composante de soutirage. Les caractéristiques les plus notables de la composante d'injection seraient les suivantes :

- elle reflèterait le coût marginal des infrastructures de réseau induit par les injections et qui n'a pas été payé lors du raccordement par les utilisateurs concernés. Il s'agirait en particulier des coûts d'exploitation du réseau nécessaires aux injections, hors pertes ;

³ Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

⁴ <https://www.cre.fr/content/download/21975/278986>

⁵ <https://www.cre.fr/content/download/22533/284747>

⁶ La composante d'injection s'élève à 0,20 €/MWh dans les domaines de tension HTB 3 et HTB 2.

- elle serait différenciée géographiquement, afin d'inciter les producteurs à investir de préférence dans les zones ne nécessitant pas de renforcement de réseau. En HTA, trois tarifs différents sont ainsi envisagés selon la localisation du site d'injection. Dans les zones de desserte sans pointe liée à l'injection (zones « vertes »), le tarif serait nul. Dans les zones où la pointe est en partie due aux injections, et en partie aux soutirages (zones « oranges »), le tarif serait intermédiaire, reflétant la contribution partielle des injections aux coûts d'exploitation du réseau. Dans les zones où la pointe est uniquement due aux injections (zones « rouges »), le tarif reflèterait la plus forte contribution des injections aux coûts d'exploitation du réseau ;
- elle comporterait également une différenciation temporelle entre les saisons et entre les heures de la journée, comme la tarification du soutirage, pour inciter les installations de production et de stockage à piloter dans le temps leurs injections en prenant en compte les contraintes des réseaux afin de les décongestionner pendant les pointes. A ce stade, la CRE envisage de retenir les mêmes plages temporelles que pour le tarif de soutirage.

La CRE est attentive aux conséquences que la composante d'injection aurait sur les factures payées par les utilisateurs de réseau, qu'il s'agisse de producteurs ou de stockeurs. Une analyse de ces conséquences est également présentée dans cette consultation publique.

A la suite de la présente consultation, la CRE entend approfondir ses analyses et le processus de concertation avec les acteurs avant toute mise œuvre d'un tarif d'injection. Les sujets qui seront abordés lors des prochains travaux incluront notamment :

- la présentation d'un nouveau tarif d'injection transport, y compris en HTB 1. A ce stade, la CRE n'envisage pas d'introduire un tarif d'injection pour les producteurs en basse tension ;
- l'ajustement des paramètres du tarif d'injection HTA en fonction des réponses à la présente consultation et de la prise en compte des coûts transport.

Compte tenu de l'importance des évolutions envisagées et des travaux qui restent à mener, la CRE n'envisage pas de mettre en œuvre ces évolutions dès l'entrée en vigueur du TURPE 6. Celle-ci pourrait être envisagée au cours de la période du TURPE 6 ou à un horizon TURPE 7 (2025), afin de laisser le temps nécessaire à la concertation avec les parties prenantes et de réaliser des travaux complémentaires.

Paris, le 9 juillet 2020

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 septembre 2020, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1.	LA TARIFICATION DES RESEAUX DOIT ACCOMPAGNER LA TRANSITION ENERGETIQUE	5
1.1	LES CONSEQUENCES DE LA TRANSITION ENERGETIQUE SUR LES RESEAUX SONT MASSIVES	5
1.1.1	La transition énergétique s'accélère	5
1.1.2	Le développement de la production décentralisée conduit à une inversion des flux d'énergie coûteuse pour le réseau	5
1.1.2.1	Les gestionnaires de réseaux de distribution constatent une forte croissance des refoulements depuis 2010	5
1.1.2.2	Le gestionnaire de réseau de transport prévoit également une multiplication des zones en refoulement	6
1.1.2.3	Les coûts des contraintes de réseau, encore modérés en France, ont crû fortement dans les pays où l'intégration des énergies renouvelables est plus avancée	7
1.1.2.4	L'optimisation du dimensionnement du réseau est déjà amorcée	8
1.1.3	La soutenabilité du tarif de réseau est un enjeu de la transition énergétique	9
1.2	LES SIGNAUX ECONOMIQUES ENVOYES AUX PRODUCTEURS SONT ACTUELLEMENT INSUFFISANTS	9
1.2.1	Des signaux de localisation partiels sont envoyés à la production lors du raccordement	9
1.2.2	Seules les injections des producteurs raccordés au réseau de grand transport (HTB 2 et HTB 3) font aujourd'hui l'objet d'une tarification	10
1.2.3	La décentralisation de la production doit s'accompagner d'une coordination avec les réseaux	10
1.2.4	Les signaux économiques à la localisation et à la bonne exploitation peuvent être améliorés	10
1.3	REPONSES DES ACTEURS A LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 23 MAI 2019 AU SUJET DE LA COMPOSANTE D'INJECTION ENVISAGEE PAR LA CRE	11
2.	LA METHODE ENVISAGEE POUR CALCULER LA COMPOSANTE D'INJECTION EST COHERENTE AVEC CELLE UTILISEE POUR LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE	14
2.1	ETAPE 1 : L'ALLOCATION DES POCHEs DE RESEAU A DES ZONES PERMET D'ENVOYER UN SIGNAL EFFICACE	14
2.2	ETAPE 2 : UN PERIMETRE DE COUTS REDUIT AUX CHARGES D'EXPLOITATION	15
2.3	ETAPES 3 A 5 : UN SIGNAL HOROSAISONNALISE, SUIVANT UNE LOGIQUE SIMILAIRE A CELLE ADOPTEE EN SOUTIRAGE	16
2.4	COMPLEMENTS ENVISAGES A LA METHODE	17
3.	GRILLES TARIFAIRES HTA ILLUSTRATIVES ET IMPACTS FINANCIERS	18
3.1	GRILLES TARIFAIRES HTA ILLUSTRATIVES	18
3.1.1	Forme des grilles	18
3.1.2	Variante A	19
3.1.3	Variante B	19
3.1.1	Variante C	20
3.2	IMPACTS FINANCIERS	21
4.	EVOLUTION DE LA FACTURATION DU REACTIF	23
	LISTE DES QUESTIONS POSEES	24

1. LA TARIFICATION DES RESEAUX DOIT ACCOMPAGNER LA TRANSITION ENERGETIQUE

1.1 Les conséquences de la transition énergétique sur les réseaux sont massives

1.1.1 La transition énergétique s'accélère

Les réseaux doivent être au service de la transition énergétique, et en particulier être au rendez-vous de l'accueil des énergies renouvelables, dont le développement s'annonce rapide. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) pour les années 2023 à 2028 prévoit notamment un déploiement ambitieux de moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, avec des capacités éoliennes doublées et des capacités photovoltaïques quadruplées entre 2019 et 2028. La production électrique n'avait pas connu de changement aussi majeur depuis le développement du nucléaire entre les années 1975 et 1995.

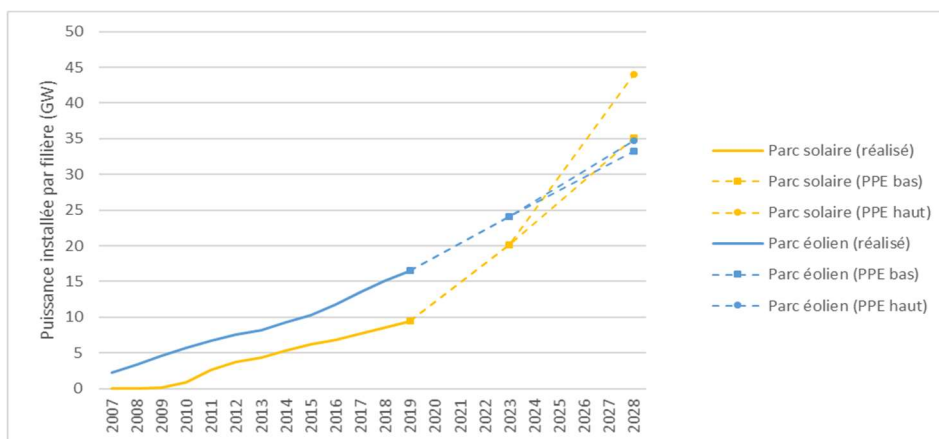


Figure 1 : Evolutions réalisées et prévisionnelles des parcs de production photovoltaïque et éolien. Sources : portail open data réseaux-énergies et PPE

1.1.2 Le développement de la production décentralisée conduit à une inversion des flux d'énergie coûteuse pour le réseau

Le développement des capacités de production renouvelable, intermittentes et pour une large part décentralisées, s'accompagnera de modifications profondes du système électrique. Au cœur de cette transition, le réseau électrique jouera un rôle crucial pour assurer l'atteinte de ces objectifs.

L'énergie produite par ces nouvelles capacités, fatale et répartie de façon diffuse sur le territoire français, fait évoluer en profondeur la typologie des flux observés jusqu'alors sur les réseaux. Depuis leur création, les réseaux sont conçus pour des flux d'électricité « descendants » depuis la production centralisée, raccordée en haute et très haute tension, jusqu'à la consommation, principalement raccordée en moyenne et basse tension. Avec le déploiement de la production décentralisée, une partie de l'énergie consommée provient désormais de capacités raccordées directement au réseau de distribution.

Lorsque la consommation locale reste supérieure à la production raccordée à proximité, les flux d'énergie circulent localement et réduisent les flux sur les réseaux amont. Lorsqu'elle ne suffit pas à l'absorber, l'énergie est physiquement évacuée vers les niveaux de tension amont : on parle de « refoulement » des réseaux de distribution vers le réseau de transport. Ces dernières années, les cas de postes sources⁷ où les flux d'énergie sont en refoulement la majorité du temps, se multiplient.

1.1.2.1 Les gestionnaires de réseaux de distribution constatent une forte croissance des refoulements depuis 2010

Selon Enedis, le volume d'énergie refoulée a été multiplié par plus de quatre entre 2010 et 2019 et s'établit à 16,6 TWh en 2019, soit près de 30% de la production décentralisée. Une pointe historique de refoulement de 8,5 GW a été atteinte le 29 septembre 2019.

⁷ Postes de transformation à l'interface entre le réseau de transport et les réseaux de distribution.

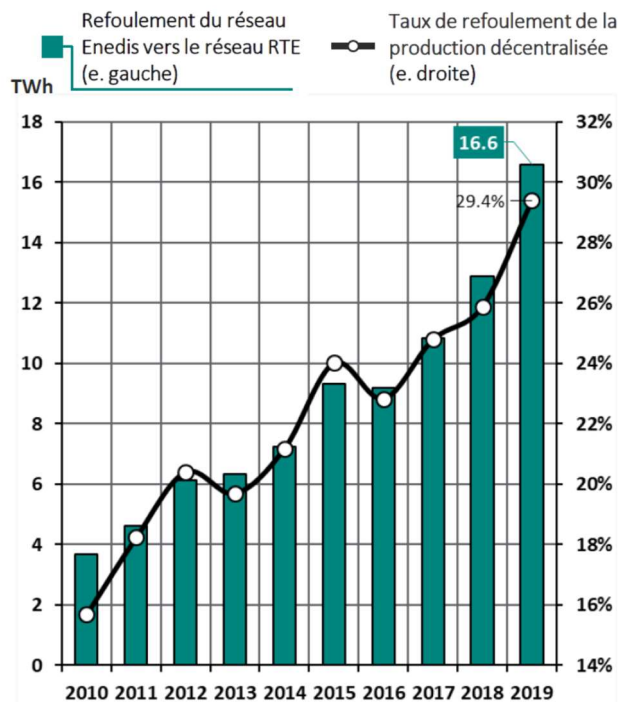
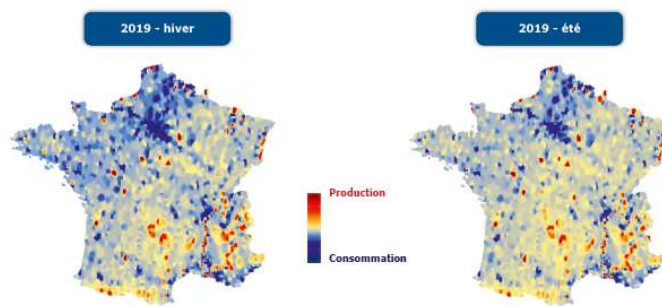


Figure 2 : Evolution entre 2010 et 2019 du refoulement du réseau Enedis vers le réseau RTE et taux de refoulement de la production décentralisée. Sources : Bilan électrique 2019, Enedis

Le refoulement en tant que tel ne pose pas de difficulté particulière. Toutefois, une des conséquences de l’augmentation des refoulements est qu’une part croissante des postes sources devront à l’avenir être adaptés pour évacuer la production renouvelable, alors qu’ils ont été initialement dimensionnés pour desservir la consommation. Dans ces cas, la présence de production contribue aussi à dimensionner les investissements dans le réseau moyenne ou basse tension.

1.1.2.2 Le gestionnaire de réseau de transport prévoit également une multiplication des zones en refoulement

Dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR 2019), RTE a simulé les équilibres locaux de consommation ou de production, aujourd’hui et en 2035. RTE prévoit une forte croissance des situations de refoulement, tant sur le plan géographique que temporel :



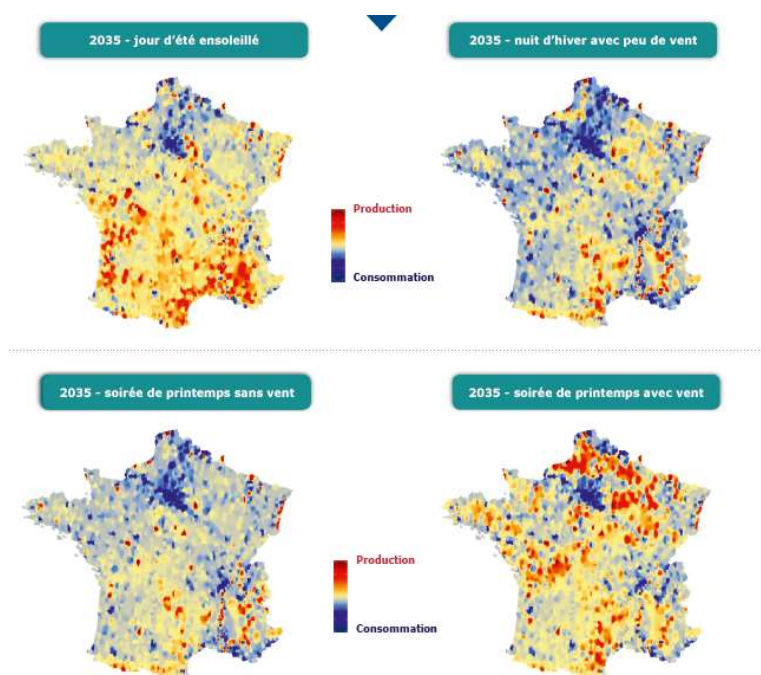


Figure 3 : Evolution prévisionnelle entre 2019 et 2035 de l'équilibre entre la production et la consommation locales d'électricité. Sources : RTE, SDDR 2019

Il ressort des prévisions de RTE à l'horizon 2035 une multiplication des zones géographiques où la production excède la consommation, à certaines heures et certaines saisons. Dans certains cas, les pointes liées aux injections deviennent dimensionnantes, ce qui signifie que c'est la production et non la consommation qui détermine les capacités et les investissements dans le réseau haute tension.

1.1.2.3 Les coûts des contraintes de réseau, encore modérés en France, ont crû fortement dans les pays où l'intégration des énergies renouvelables est plus avancée

En Allemagne, comme au Royaume-Uni, les contraintes réseau associées aux développements des nouvelles capacités de production décentralisée sont déjà visibles :

- en Allemagne, qui possède un taux de développement des énergies renouvelables plus de 2 fois plus élevé qu'en France (46% de sa production d'électricité contre 22%), le coût des congestions a atteint 1,2 Md€ sur l'année 2019, soit environ 100 fois plus qu'en France ;
- au Royaume-Uni, qui produit aujourd'hui 37% de son électricité à partir d'énergies renouvelables, le coût des congestions a atteint 0,7 Md€ en 2019.

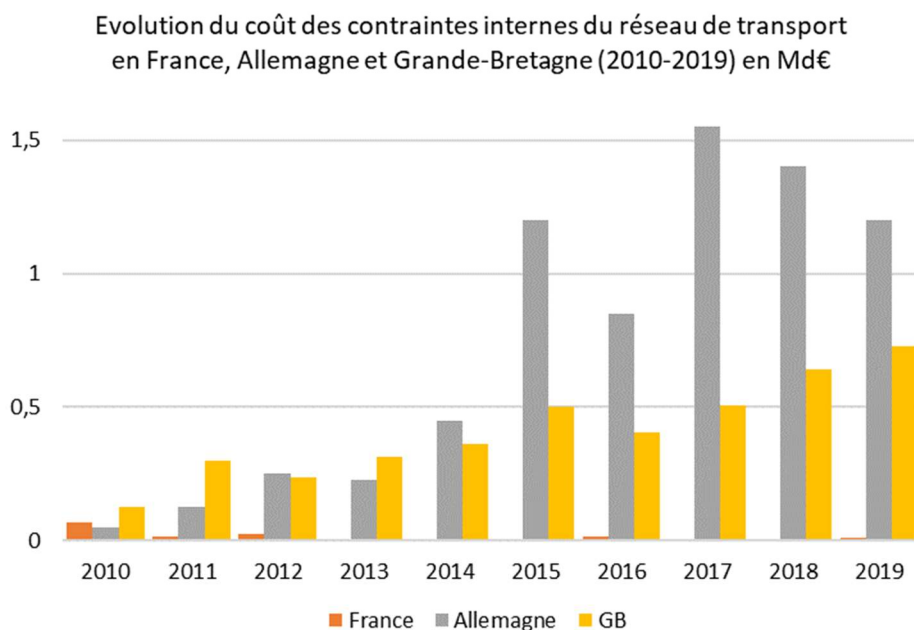


Figure 4 : Evolution du coût des contraintes internes du réseau de transport en France, Allemagne et Grande-Bretagne (2010-2019) en Md€. Sources : RTE, Renewable Energy Fundation, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution se doivent de jouer le rôle de facilitateur de la transition énergétique en cours. Leurs programmes d'investissements respectifs doivent garantir le bon accueil du développement des énergies renouvelables (EnR) tout en assurant l'acceptabilité et la soutenabilité de cette transition énergétique, ce qui suppose l'optimisation des coûts d'ensemble.

Le plan d'investissement de RTE s'élève à 33 Md€ d'ici 2035, dont une augmentation significative des dépenses d'adaptation du réseau pour accueillir les EnR : en particulier, RTE prévoit dans son SDDR une hausse de 60% des coûts d'adaptation du réseau de transport, majoritairement portés par le développement de la production décentralisée (environ 800 M€/an en 2035 contre 500 M€/an aujourd'hui).

Quant à Enedis, son programme d'investissements d'ici à 2035, qui s'élève à 69 Mds€, inclut une hausse des investissements annuels consacrés aux raccordements des énergies renouvelables et renforcements associés, qui doubleront entre 2019 et 2035, pour atteindre 545 M€/an contre 250 M€/an aujourd'hui.

RTE a également estimé dans le SDDR que la localisation des EnR avait un impact substantiel sur les coûts de réseau. Ainsi, RTE évalue que les investissements dans le réseau de transport et les coûts de congestion entre 2021 et 2030 peuvent varier de 4,3 à 5,9 Md€ selon les scénarios de localisation des EnR⁸. Il a aussi estimé qu'il ne serait pas pertinent de localiser les EnR uniquement en fonction du réseau mais qu'il existe des optimisations locales qui permettent de réduire sensiblement les coûts de réseau avec un impact limité voire nul sur le productible renouvelable.

De justes signaux économiques permettraient ainsi aux producteurs d'arbitrer entre les différentes contraintes et aideraient à retarder l'apparition des congestions. Cela permettrait, d'une part, d'augmenter la capacité d'accueil du réseau existant, et d'autre part, de laisser le temps aux investissements nécessaires d'être réalisés.

1.1.2.4 L'optimisation du dimensionnement du réseau est déjà amorcée

Les gestionnaires de réseau dimensionnent leurs investissements en simulant les flux sur les différents ouvrages et en s'assurant de rester dans les limites d'exploitation du réseau qui s'expriment notamment par des contraintes

⁸ 4,3 Md€ dans le scénario de localisation des EnR issu de la concertation menée par RTE sur le SDDR, contre 5,9 Md€ dans la variante basée sur les projets de SRADDET (Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires). Les deux scénarios présentent des capacités totales prévisionnelles légèrement différentes, mais surtout une répartition très différente de ces dernières sur le territoire français.

thermiques liées à l'intensité et des contraintes en tension. En installant des automates topologiques, RTE augmente les limites d'exploitation du réseau pour pouvoir accueillir plus de production renouvelable tout en garantissant la sécurité du système électrique.

Lorsque l'apport des automates topologiques est insuffisant, RTE peut, dans certaines situations de fort productible, avoir recours à de l'écrêtement ciblé si le niveau de la contrainte est insuffisant pour justifier un renforcement du réseau. Dans le cadre des S3REnR, les investissements nécessaires en réseau pour l'accueil des énergies renouvelables sont optimisés en prenant en compte le volume d'énergie écrêtée qu'ils permettent d'éviter. Dans le SDDR, RTE estime à 7 Md€ sur 15 ans les économies d'investissements associées à la mise en œuvre du dimensionnement optimal⁹.

Les différentes adaptations de la doctrine d'investissement permettent ainsi d'optimiser les coûts de réseau liés à l'intégration de production intermittente dans le système électrique. La CRE rappelle qu'elle est favorable à ce principe. Il n'en reste pas moins que l'adaptation des réseaux pour accueillir la production renouvelable devient la catégorie de dépenses dans les réseaux la plus importante sur les 15 prochaines années, avec le renouvellement.

1.1.3 La soutenabilité du tarif de réseau est un enjeu de la transition énergétique

La CRE accorde la plus grande importance à l'évolution du coût total de l'électricité dont un tiers seulement environ ne correspond qu'à la composante énergie et qui est payé par le consommateur. Son évolution affecte de façon immédiate le budget des ménages, la compétitivité des entreprises et le développement général de notre pays.

Or, comme évoqué précédemment, l'insertion de la production renouvelable est aujourd'hui l'un des premiers facteurs de l'évolution des coûts de réseau, qui représentent près de la moitié de la facture hors taxes du consommateur final. L'adaptation de l'ensemble des réseaux devra se faire au rythme du développement de la production décentralisée. Or, dans le même temps, la consommation d'électricité stagnera voire s'orientera à la baisse. En conséquence, l'impact des augmentations des coûts ne sera pas atténué par la croissance de la demande.

Il convient donc de maîtriser les besoins d'adaptation du réseau, tant pour faciliter la transition énergétique que pour préserver l'avantage de la France en matière de coût total de l'électricité.

1.2 Les signaux économiques envoyés aux producteurs sont actuellement insuffisants

1.2.1 Des signaux de localisation partiels sont envoyés à la production lors du raccordement

Lorsqu'une installation de production renouvelable souhaite se raccorder au réseau, deux types de coûts lui sont facturés :

- une quote-part proportionnelle à la puissance de l'installation, définie à la maille régionale et qui vise à couvrir l'ensemble des coûts prévisionnels des ouvrages à créer sur le réseau de transport et dans les postes sources des GRD. Pour les installations dont la puissance est inférieure à 3 MW, une partie de la quote-part est prise en charge par le TURPE donc par les consommateurs, au travers d'une réfaction pouvant atteindre 40%, voire 100% pour les puissances inférieures à 250 kVA. Les coûts de renforcement des ouvrages existants sont entièrement pris en charge par le TURPE ;
- les coûts des ouvrages propres à son raccordement. Pour les installations dont la puissance est inférieure à 5 MW, une partie est prise en charge par le TURPE, au travers d'une réfaction pouvant aller jusqu'à 40%.

La CRE est favorable à une mutualisation des coûts entre producteurs dès lors que les investissements concernés bénéficient à plusieurs producteurs. Une telle mutualisation permet en effet d'éviter des effets de seuil (frein à l'installation du producteur qui devrait supporter, seul, ces coûts) et des effets d'aubaine (pour les producteurs suivants qui bénéficieraient gratuitement des capacités créées). Elle est ainsi favorable au principe de la quote-part. Elle est également favorable à l'envoi de signaux localisés, mais constate en ce sens que la maille actuelle de définition de ces quotes-parts (le niveau régional, déconnecté des réalités des congestions) ne permet pas d'envoyer un signal de localisation pertinent. En outre, les signaux envoyés aux producteurs lors du raccordement restent partiels (cf. partie 1.2.4).

⁹ Ce chiffrage considère les seuls gains sur les investissements. Toutefois, la mise en œuvre du dimensionnement optimal entraînera des coûts de congestion accrus, de l'ordre de 600 M€ sur l'ensemble de la période selon RTE, ce qui ne remet pas en cause la pertinence de mettre en œuvre le dimensionnement optimal.

1.2.2 Seules les injections des producteurs raccordés au réseau de grand transport (HTB 2 et HTB 3) font aujourd'hui l'objet d'une tarification

A l'heure actuelle, une composante d'injection existe mais elle ne s'applique qu'aux injections sur les niveaux de tension HTB 3 et HTB 2. Elle s'élève à 0,20 €/MWh et génère des recettes de 97 M€/an en moyenne sur TURPE 5. Elle est calculée pour couvrir les coûts des pertes liées aux échanges aux frontières et au mécanisme ITC (Inter-TSO Compensation).

Elle n'est toutefois différenciée ni dans le temps ni selon la localisation, et n'envoie donc aucun signal temporel ou géographique aux producteurs. En outre, ce signal ne s'applique qu'à la production centralisée, raccordée en très haute tension, alors même que les nouveaux projets de production centralisée représentent une faible proportion des capacités qui seront installées d'ici 2035 (l'éolien en mer essentiellement), et que l'enjeu principal de tarification de la production porte sur la production décentralisée.

1.2.3 La décentralisation de la production doit s'accompagner d'une coordination avec les réseaux

L'objectif de la CRE est de faciliter dans la durée la transition énergétique. Comme indiqué précédemment, à court terme, la réduction de la facturation du raccordement et la gratuité de l'utilisation du réseau pour les injections pourraient sembler de nature à favoriser le développement des projets d'énergie renouvelable. Cependant, à moyen et long terme pourtant, les projets placés au mauvais endroit et injectant au mauvais moment seront des facteurs limitant de la transition énergétique. En effet, l'insertion de nouvelles installations sera alors conditionnée à des investissements de réseaux de plus en plus longs à réaliser et coûteux, obérant les capacités de développement des réseaux. Les objectifs de la transition énergétique pourraient alors être remis en question de différentes façons :

- les surcoûts de réseaux participeraient à des hausses de factures difficiles à supporter pour les utilisateurs des réseaux, limitant le développement ou le renouvellement de nouveaux réseaux en support des nouvelles unités de production renouvelables ;
- les ouvrages de réseau supplémentaires se heurteraient à des oppositions locales ;
- les délais de réalisation des projets de réseau ralentiraient le rythme de déploiement des EnR.

Pour éviter cette situation, les projets doivent se répartir de façon plus optimale sur le territoire, et plus particulièrement près des centres de consommation et prendre en compte les contraintes de réseaux dans leurs choix d'exploitation.

Des signaux économiques pertinents sont à même de garantir que les producteurs et les opérateurs de stockage prendront en compte les contraintes de réseau dans leurs décisions d'investissement et d'exploitation, au bénéfice de la collectivité. Concrètement, les écarts de coût de réseau entre les différentes zones, et entre les différentes heures, ne seront pris en compte par les producteurs qu'à la hauteur du prix qu'ils supporteront.

Dans cette perspective, il convient de s'interroger sur l'impact que peut avoir la tarification des réseaux sur la transition énergétique, en traitant du sujet dans sa globalité :

- les coûts payés par les porteurs de projets en fonction de leur localisation ;
- les coûts payés en fonction de l'exploitation pendant toute la durée de vie des projets.

1.2.4 Les signaux économiques à la localisation et à la bonne exploitation peuvent être améliorés

Les signaux économiques à la localisation

Comme indiqué précédemment, des signaux économiques à la localisation sont actuellement envoyés à la production décentralisée via les coûts de raccordement, et via les quotes-parts S3REnR. Ces signaux sont toutefois imparfaits et insuffisants.

Les coûts de raccordements payés par les producteurs décentralisés connaissent aujourd'hui des limitations :

- ils sont uniquement basés sur les coûts d'investissement et non sur les coûts d'exploitation, qui représentent entre un tiers et la moitié des coûts d'infrastructure ;
- compte tenu du mécanisme de « réflexion » (réduction allant jusqu'à 40%), une partie des coûts d'investissement liés au raccordement et à la quote-part n'est pas payée par certains producteurs, mais par les consommateurs au travers de la composante de soutirage du TURPE.

Les coûts de renforcement payés par la production décentralisée via les quotes-parts S3REnR ne reflètent pas non plus la réalité locale des réseaux.

- le principe des quotes-parts permet de prendre en compte les contraintes de réseau liées à l'intégration de production décentralisée au sein d'une zone : un tel signal au moment du raccordement est pertinent et permet d'éviter les effets de seuil en mutualisant les coûts jusqu'à saturation d'un schéma. Néanmoins, les quotes-parts étant calculées à l'échelle des régions administratives, elles diluent sur un territoire trop vaste des signaux qui n'auraient d'efficacité que localisés au plus près des congestions. Ce mode de calcul peut même être contre-productif, puisque les projets ne nécessitant aucune adaptation de réseau paient la même quote-part que les projets réellement coûteux, freinant inutilement leur implantation ;
- les quotes-parts ne prennent pas en compte l'intégralité des coûts d'adaptation sur les réseaux HTA, puisque seules les créations d'ouvrages sont prises en compte, alors que les renforcements du réseau sont payés par les consommateurs au travers de la composante de soutirage du TURPE.

La CRE a interrogé à plusieurs reprises les acteurs sur l'intérêt d'introduire un signal à l'injection complémentaire aux mécanismes existants pour inciter les producteurs et les stockeurs à prendre des décisions qui limitent les coûts de réseau. De nombreux répondants considéraient plus pertinent de questionner la tarification du raccordement dans la mesure où l'incitation adressée est plus efficace dans l'objectif de minimiser les coûts des investissements réseau. La CRE partage cette priorité et appelle à des améliorations des dispositifs existants.

En complément de cette tarification au moment du raccordement, une tarification à l'injection différenciée géographiquement trouverait un sens à :

- refléter les limitations des réseaux haute tension, là où les capacités sont utilisées pour évacuer la production et non pour desservir la consommation ;
- refléter les charges d'exploitation qui ne sont pas prises en compte par les dispositifs existants malgré le fait qu'elles représentent de l'ordre de la moitié des coûts d'infrastructure ;
- envoyer un signal différencié à l'échelle des zones de réseau, seule maille pertinente, et bien plus fine que la région administrative.

Les signaux économiques à la bonne exploitation

Aujourd'hui, aucun signal économique n'est envoyé pour inciter à la bonne exploitation des moyens de production décentralisés au regard des contraintes d'exploitation du réseau. Les mécanismes qui existent pour la production centralisée, tels que le mécanisme d'ajustement et les contrats en amont du J-1, ne sont pas adaptés à la gestion des congestions sur les réseaux de distribution.

Les moyens de flexibilité activables par les gestionnaires de réseau, tels que les écrêtements d'injections, sont utiles pour préserver la sécurité des personnes et des biens en cas de surcharge du réseau et, intégrés aux méthodes de dimensionnement du réseau, permettent de limiter les besoins d'investissements dans les réseaux. Cependant, ces dispositifs peuvent être utilement complétés par des signaux économiques plus récurrents à destination des producteurs.

Une composante d'injection différenciée dans le temps inciterait à :

- investir dans des moyens de flexibilité pertinents ;
- piloter les installations de production et de stockage en prenant en compte les contraintes des réseaux afin de les décongestionner pendant les pointes.

La valeur de long terme de la flexibilité pour les réseaux pourrait ainsi être mieux révélée et exploitée.

1.3 Réponses des acteurs à la consultation publique du 23 mai 2019 au sujet de la composante d'injection envisagée par la CRE

Dans sa consultation publique du 23 mai 2019, la CRE s'interrogeait sur la meilleure façon de répercuter aux producteurs les coûts d'infrastructure, les coûts des pertes et les coûts de réserves qu'ils induisent.

Dans leur ensemble, les acteurs ont considéré que la question de la tarification de l'injection était importante, mais leurs avis sur les modalités pratiques se sont révélés globalement défavorables à une mise en œuvre dans le TURPE 6, bien que pour des raisons divergentes.

Si les gestionnaires de réseaux peuvent en partie, au travers d'actions de topologie notamment, influencer sur les volumes de pertes, ces derniers sont également fortement dépendants des décisions des utilisateurs, et notamment des choix de programmation des producteurs. La CRE envisageait un tarif d'injection exprimant le taux de pertes, variable géographiquement et temporellement, qui pourrait modifier l'ordre de préséance économique des centrales de production, afin de prendre en compte non seulement le coût variable des différentes unités de production, mais aussi le coût variable des pertes induites sur le réseau.

Concrètement, les producteurs recevraient, par le biais de ce tarif d'injection, une incitation à moduler la production de leurs différentes centrales pour réduire les pertes et à placer davantage leurs maintenances dans les périodes où les pertes générées sont plus importantes. A long terme, un tel tarif d'injection pourrait contribuer à inciter les producteurs à choisir de se raccorder à des nœuds du réseau moins coûteux en termes de pertes.

La CRE avait indiqué, dans la consultation publique de 2019, considérer qu'un tel terme d'injection ne devrait être mis en œuvre que, d'une part, s'il permet effectivement de réduire le volume des pertes et d'autre part, s'il n'entraîne pas de distorsion des échanges aux frontières.

Les répondants à la consultation publique ont été majoritairement défavorables à un tel tarif d'injection basé sur les pertes en considérant que son efficacité serait limitée en termes de modification du plan de production et en termes de signal de long terme à la localisation.

La CRE considère qu'un signal à l'injection fondé sur les pertes de réseau, différencié géographiquement et temporellement, serait complémentaire à un signal fondé sur les coûts d'infrastructure. Néanmoins, les études n'ont pas pu être réalisées, à ce jour, avec un degré de précision suffisant pour pouvoir évaluer les bénéfices d'une telle approche et ses impacts sur les échanges aux frontières. Il n'est donc pas envisagé de mettre en place un tarif d'injection, différencié géographiquement et temporellement, fondé sur le coût des pertes pour TURPE 6.

S'agissant de la tarification des coûts des réserves

Si la consommation contribue au dimensionnement des réserves dans certaines situations, la production y contribue aussi. La CRE a indiqué, dans la consultation publique de 2019, envisager un tarif d'injection reflétant la contribution des producteurs aux coûts des réserves, le cas échéant différencié selon les périodes et les heures de l'année pour prendre en compte les variations temporelles de volume et de prix des réserves.

Les répondants à la consultation publique sont partagés sur l'introduction d'un tarif répercutant une partie du coût des réserves d'équilibrage sur les producteurs. Les producteurs sont opposés à une telle tarification, car ils considèrent que le volume des réserves est fixé par des règles d'exploitation convenues entre gestionnaires de réseau et que, par conséquent, ils ne sont pas responsables des choix qui sont faits dans leur constitution. A l'inverse, les fournisseurs et les collectivités concédantes y sont globalement favorables, à condition que le gestionnaire de réseau garantisse davantage de souplesse quant à la participation des différents actifs de production aux différents mécanismes de flexibilité sur le marché. RTE est aussi favorable à une telle tarification dans la mesure où elle pourrait inciter les producteurs à limiter le prix de leurs offres pour participer aux réserves.

A ce jour, les travaux sur la mise en œuvre d'un tel tarif sont encore en cours. Il n'est pas envisagé de mettre en place un tarif d'injection reflétant la contribution des producteurs aux coûts des réserves pour TURPE 6.

S'agissant des coûts d'infrastructure

La CRE envisageait une tarification centrée en zéro sous la forme d'un jeu de coefficients, applicables sur des plages horaires définies localement par les gestionnaires de réseaux en fonction de la charge du réseau, de manière à refléter :

- via un tarif d'injection positif, la contribution aux coûts de réseau lors de pointes locales d'injection ;
- via un tarif d'injection négatif, la contribution aux coûts de réseau évités lors des pointes de consommation.

Les répondants à la consultation publique considèrent que la question de la tarification à l'injection des coûts d'infrastructures est une question essentielle de la tarification des réseaux. En revanche, les avis sur le principe d'une telle tarification et sur ses modalités pratiques sont très différents.

Les acteurs opposés à l'introduction d'une telle tarification considèrent que cela freinerait le développement de la production renouvelable sans pour autant influencer la localisation des moyens de production étant données les contraintes de productible et d'espace disponible, et que l'incitation à la localisation devrait prioritairement porter sur la différenciation des coûts de raccordement.

Les acteurs favorables à l'introduction d'une telle tarification mettent en avant l'importance du reflet des coûts générés par les utilisateurs de réseau afin de transmettre à chacun une incitation à maîtriser les coûts de réseau.

Ces acteurs demandaient que soient précisées les modalités de mise en œuvre pour pouvoir se prononcer sur le caractère efficace d'une telle tarification.

Enfin, en application des dispositions de l'article L. 341 3 du code de l'énergie, la ministre de la transition écologique et solidaire, a transmis à la CRE, par lettre du 19 juin 2020, des orientations de politique énergétique concernant les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Elle considère qu'il est important que des signaux incitatifs, visant notamment à refléter des tensions existantes ou à venir sur les réseaux, soient envoyés ou connus au moment du raccordement d'une installation de production. Néanmoins, elle ne considère pas souhaitable d'introduire une tarification supplémentaire aux dispositifs existants, dans la mesure où cela risquerait d'introduire une incertitude durable sur les installations déjà en place et les nouveaux projets, en plus de rehausser les coûts de développement des nouvelles capacités de production électrique.

Ainsi, la CRE a mis en œuvre s'agissant de l'injection, la même analyse des coûts d'infrastructure HTA que celle utilisée pour la composante de soutirage, en prenant soin d'écarter les coûts déjà portés par les producteurs (CAPEX) lors du raccordement ainsi que ceux pour lesquels l'analyse n'est pas encore concluante (pertes, réserves). Compte tenu de ce périmètre de charges et du petit nombre de postes HTA qui présentent en 2025 des contraintes liées aux injections, l'assiette de coûts considérée dans le cadre d'une telle méthode est limitée à de l'ordre de 1 % des coûts totaux d'acheminement, soit environ 170 M€ par an. La CRE rappelle d'ailleurs que l'objectif d'une telle tarification n'est pas de modifier de façon significative l'équilibre tarifaire entre production et soutirage. La méthode envisagée par la CRE est présentée de façon détaillée dans la section 2.

Enfin, la CRE est consciente que l'entrée en vigueur d'un tel dispositif devra au préalable faire l'objet d'une concertation, que la CRE souhaite la plus large possible, en y incluant également la tarification au moment du raccordement. En conséquence, l'entrée en vigueur du tarif d'injection en distribution et de son évolution en transport est envisagée, au plus tôt, en cours de période du TURPE 6 ou lors du TURPE 7.

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

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

2. LA METHODE ENVISAGEE POUR CALCULER LA COMPOSANTE D'INJECTION EST COHERENTE AVEC CELLE UTILISEE POUR LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE

Dans cette section est détaillée la méthodologie envisagée par la CRE pour l'élaboration d'un tarif d'injection qui pourrait s'appliquer aux utilisateurs injecteurs raccordés au réseau de distribution en moyenne tension (HTA) et au réseau de transport, a minima en HTB 1. A terme, une méthode similaire pourrait être appliquée au réseau de grand transport (HTB 3 et HTB 2), avec les adaptations nécessaires à un réseau fortement maillé.

Les résultats présentés ne concernent à ce stade que le niveau de tension HTA :

- le tarif d'injection tel qu'envisagé par la CRE a cependant vocation à être mis en place également pour les producteurs et les postes sources raccordés en HTB1 ;
- la mise en place d'un tel tarif en basse tension serait en revanche trop complexe au regard des bénéfices apportés, la CRE n'envisage donc pas à ce stade l'introduction d'un tel timbre sur ce niveau de tension.

La méthode proposée reprend ou adapte de nombreux principes présidant à l'élaboration de la composante de soutirage pour la période TURPE 6, détaillée dans la consultation publique de la CRE du 19 mars 2020. Il s'agit d'identifier, sur la base des courbes de charges des postes sources, les heures les plus chargées de l'année, et d'y affecter les coûts associés.

La principale différence avec le tarif de soutirage est que, toutes les poches de réseaux¹⁰ n'étant pas dimensionnées par les injections, la CRE propose de réaliser un classement de ces poches en zones (zones rouges, oranges et vertes) pour identifier celles où ce signal doit être envoyé.

En pratique, les étapes de calcul sont les suivantes :

- étape 1 : répartition, au regard de leurs courbes de charges simulées sur 10 années climatiques à l'horizon 2025, des poches en trois sous-ensembles (zones rouges, oranges et vertes), en fonction de la part de la pointe dimensionnante de chaque poste source due à l'injection ;
- étape 2 : calcul du coût marginal en €/kW de chaque poche ;
- étape 3 : calcul du coût par heure et pour chaque poche en €/kWh en ventilant le coût marginal sur les heures de pointe d'injection ;
- étape 4 : calcul du coût par poste horosaisonnier de chaque poche en €/kWh en effectuant pour chaque poche le produit scalaire de sa courbe de charge par ses coûts horaires ;
- étape 5 : calcul des coefficients tarifaires en €/kWh, en effectuant pour chacun des trois sous-ensembles (zones rouges, oranges et vertes) la moyenne des coûts par poste horosaisonnier de chaque poche.

Le résultat de ces étapes de calcul prend la forme de grilles tarifaires à 5 plages temporelles, dont les coefficients prennent des valeurs différentes dans chacun des trois types de zones définis précédemment. Par ailleurs, des variantes, décrites en section 3, permettent d'adapter ces grilles en fonction de l'objectif recherché par cette tarification.

2.1 Etape 1 : l'allocation des poches de réseau à des zones permet d'envoyer un signal efficace

Même en 2025, seule une partie des poches de réseaux seront effectivement dimensionnées par les injections : sur la plupart du territoire, en particulier dans les zones urbaines, les périodes de plus forte charge continueront de correspondre à des soutirages nets au niveau des postes sources. Afin de ne pas diluer le signal véhiculé, les poches de réseaux sont donc réparties en trois zones, selon le rôle qu'y jouent les flux d'injection :

- dans une minorité de zones dites « rouges », des flux nets d'injection sont associés à plus de 90 % des heures dimensionnantes ;
- dans les zones oranges, entre 5 % et 90 % des heures dimensionnantes correspondent à des flux nets d'injection ;
- enfin, la majeure partie du territoire est en zone verte : moins de 5 % des heures dimensionnantes correspondent à des flux nets d'injection. Ces poches de réseau sont celles qui restent en 2025 essentiellement dimensionnées par les soutirages nets.

¹⁰ Pour rappel, une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au plus proche selon la distance électrique. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches pour chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre les niveaux de tension. On peut ainsi attribuer une poche de réseau à chaque utilisateur.

Il reviendra à Enedis, en coordination avec RTE, selon son diagnostic et l'évolution des flux dans le temps et sur le territoire, d'associer chaque poste source HTB/HTA à une zone donnée afin que le tarif d'injection s'y appliquant véhicule le signal prix adéquat. Les modélisations réalisées par la CRE sur la base des courbes de charge prospectives 2025 des postes sources fournies par RTE indiquent la répartition spatiale détaillée en figure 5. On observe logiquement que les centres urbains correspondent en majorité à des zones vertes, la consommation dépassant systématiquement une production faible ou inexistante. A l'inverse, en milieu moins dense, où s'installent des capacités de production et où la consommation est faible, on retrouve des postes partiellement voire totalement dimensionnés par les injections. Les poches en zone orange reflètent des situations plus complexes, où la pointe dimensionnante est constituée à la fois d'heures de soutirage et d'injection.

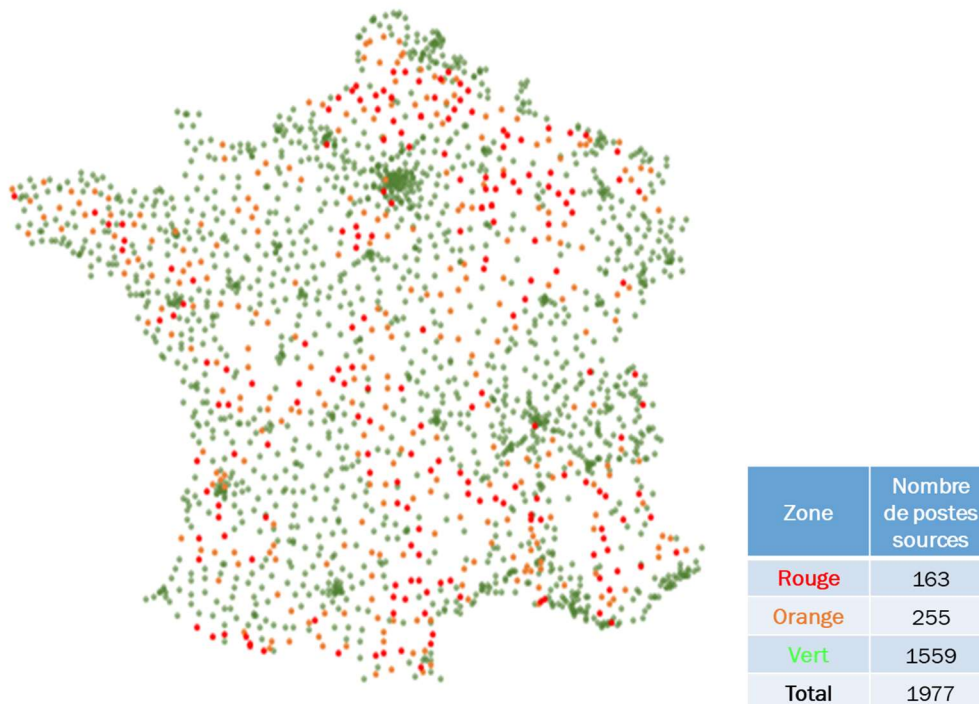


Figure 5 : Répartition en France des postes sources d'Enedis par « zone tarifaire ». Source : calculs CRE sur la base de données RTE et Enedis.

2.2 Etape 2 : un périmètre de coûts réduit aux charges d'exploitation

Les travaux relatifs à la composante de soutirage ont permis de calculer le coût normatif d'une poche de réseau comme la somme de l'annuité des valeurs à neuf des actifs la composant et des coûts d'exploitation répartis au prorata des valeurs d'actifs. Sur la base de cette information, une fonction de coût du réseau a été formulée, permettant de calculer pour chaque poche le coût marginal de la puissance foisonnée, exprimé en €/kW de capacité de réseau supplémentaire.

Il ne s'agit pas pour le tarif d'injection de faire couvrir l'ensemble de ces charges par les producteurs, mais bien d'identifier, parmi celles-ci, celles associées aux pointes d'injection et qui n'ont pas déjà été facturées au moment du raccordement.

Le modèle utilisé pour le calcul de la structure du TURPE décompose les coûts des infrastructures de réseau en trois grandes catégories :

- le coût marginal de la desserte, qui correspond à la partie expliquée par le nombre de consommateurs indépendamment de la pointe (45% des coûts d'infrastructure) ;
- le coût marginal de la capacité, qui correspond à la partie des coûts qui sont expliqués par la pointe sur le réseau indépendamment du nombre d'utilisateurs (environ 40%) ;
- le coût fixe, lié à l'effet d'échelle, qui est l'écart entre le coût moyen et la somme des coûts marginaux (15%).

Pour le calcul du tarif d'injection :

- le coût de desserte spécifique aux producteurs n'est pas explicité dans le modèle. Ce coût est impossible à détecter statistiquement en raison du faible nombre des producteurs par rapport aux consommateurs ;
- le coût fixe lié à l'effet d'échelle reste entièrement alloué aux consommateurs ;
- le coût marginal de la capacité peut lui-même être décomposé en coûts d'investissement (CAPEX) liés à la capacité et en coûts d'exploitation (OPEX) liés à la capacité.

Les CAPEX liés à la capacité sont déjà payés en partie par les producteurs au moment du raccordement (coût des ouvrages propres + quote-part S3REnR au titre des créations d'ouvrages sur les niveaux de tension amont – réfaction).

Par souci de simplification, il est proposé que le terme tarifaire d'injection ne vise à refléter que les coûts d'exploitation (OPEX) que l'on peut lier à la pointe sur le réseau. Un tarif d'injection calculé de cette façon présente deux avantages :

- le signal est cohérent avec les investissements liés à la pointe, bien que plus faible puisque les OPEX représentent environ 42% des coûts d'infrastructure ;
- le risque de double compte est écarté.

Les OPEX sont supposés globalement proportionnels aux valeurs à neuf du réseau. Une fois déterminées les quantités d'ouvrages qui dépendent marginalement de la pointe sur le réseau, on peut en déduire les OPEX qui leur sont attachées et qui sont ainsi elles-mêmes liées à la pointe.

Au total, le périmètre des coûts éligibles au tarif d'injection représente en HTA 17% des coûts d'infrastructure. Toutefois, la majeure partie des OPEX liés à la pointe de réseau reste allouée aux soutirages du fait qu'ils sont les plus souvent à l'origine de la pointe. De l'ordre de 1 % du TURPE serait effectivement payé par l'injection.

2.3 Etapes 3 à 5 : Un signal horosaisonnalisé, suivant une logique similaire à celle adoptée en soutirage

Ces OPEX peuvent être liées à de l'injection ou à du soutirage sur les réseaux. Or, aujourd'hui, seuls les utilisateurs qui soutirent de l'énergie les paient. Il s'agit donc d'identifier la part de ces coûts directement liée aux injections.

Afin d'identifier les poches de réseaux dans lesquelles ces coûts sont générés par les flux d'injection, la CRE a réutilisé les courbes de charges prospectives des clients du réseau public de transport, incluant les postes sources, que lui a transmises RTE dans le cadre des travaux relatifs au soutirage. Les dix tirages climatiques différents de l'année 2025, élaborés par RTE, permettent d'identifier les postes sources qui seront amenés à refouler à l'horizon 2025 : ce sont les poches de réseaux associées à ces postes sources qui seront celles dimensionnées, pour tout ou partie, par les flux d'injections.

La CRE a choisi d'adopter le même format de grilles tarifaires qu'en soutirage, composé de 5 postes horosaisonniers, par souci de cohérence et de simplification pour les utilisateurs alternativement en soutirage et en injection. L'élaboration d'une grille tarifaire horosaisonnalisée en injection nécessite d'identifier les périodes de l'année au cours desquelles les flux d'injection nets mesurés dans les postes sources génèrent ces coûts de réseau.

Pour ce faire, on reproduit schématiquement les décisions de dimensionnement des gestionnaires de réseaux en faisant appel au concept, déjà utilisé en soutirage, de période de pointe dimensionnante. En HTB et en HTA, où le réseau est généralement redondant, la CRE a retenu à ce stade une durée de pointe d'injection dimensionnante cohérente avec celle utilisée pour le tarif de soutirage correspondant à la durée moyenne¹¹ pendant laquelle l'usage du réseau ne peut être totalement garanti en cas de défaillance d'un ouvrage. La durée de cette pointe d'injection dimensionnante sera éventuellement revue ultérieurement pour refléter de manière plus fine la contribution des injections et des soutirages aux coûts du réseau, en lien avec la doctrine de planification des investissements justifiés par l'énergie non évacuée.

A la différence de la méthode employée en soutirage, on s'intéresse cette fois-ci pour chaque poste source aux heures les plus chargées de l'année en valeur absolue, que celles-ci correspondent à des heures de soutirage net ou bien d'injection nette. Chaque poche présente ainsi un certain nombre d'heures dimensionnantes, dont une fraction est due à des soutirages et l'autre à des injections. Les heures restantes, de moindre charge, sont réputées ne pas influencer sur le dimensionnement des ouvrages.

Une fois ces heures dimensionnantes identifiées sur chacun des dix tirages climatiques 2025 effectués par RTE, on calcule pour chaque poste source la densité moyenne de pointe d'injection sur ces 5 postes, fonction à la fois

¹¹ La période de pointe dimensionnante varie de quelques centaines d'heures à 3000 heures selon les niveaux de tension et le degré de redondance du réseau. A ce stade, la CRE a retenu une durée de 1750 heures.

de la proportion d'heures de pointes d'injection du poste et de la ventilation de ces heures entre postes horaires.

Les plages temporelles du tarif, qui sont les mêmes que celles pour le soutirage, sont supposées correspondre aux contraintes locales, qui peuvent être très différentes de la courbe de charge nationale. Ainsi, le calendrier tarifaire a été optimisé dans chaque poche selon les règles en vigueur du TURPE 5 pour que la saison haute, les heures dites « de pointe » et les « heures pleines » correspondent bien aux périodes de plus forts soutirages. C'est grâce à cette optimisation des plages que le tarif permet de révéler la concentration des heures de pointe d'injection au sein des heures dites « creuses » et de saison basse. Les résultats obtenus correspondent à l'intuition : dans une poche où des capacités de production sont présentes, c'est bien lorsque la consommation est faible et ne suffit pas à absorber la production locale qu'on observe des épisodes de refoulement dimensionnant. A cet égard, la CRE sera attentive au placement des heures et des saisons par les gestionnaires de réseau, notamment en cohérence avec les courbes de charge locales, afin d'assurer la pertinence du signal.

2.4 Compléments envisagés à la méthode

La CRE estime que les résultats offerts par cette méthode constituent un point de départ robuste sur la base duquel il est possible d'évaluer la pertinence et les effets potentiels d'un tarif d'injection. Des évolutions de la méthode sont toutefois envisageables et pourront être prises en compte notamment à la suite des réponses à la présente consultation, parmi lesquelles peut être cité le calcul de la contribution des injections aux pointes dimensionnantes sur les ouvrages HTB, permettant :

- la mise en œuvre d'un tarif d'injection destiné aux producteurs raccordés en HTB ;
- l'intégration des coûts HTB aux grilles tarifaires applicables aux producteurs raccordés en HTA (« cascade des coûts »).

La CRE ne juge à ce stade pas opportune la mise en place d'un tarif analogue applicable aux installations de production raccordées en basse tension. Une telle mesure présenterait des coûts d'implémentation et de mise en œuvre plus élevés pour des bénéfices attendus moindres¹². Pour mémoire, on décompte à ce jour sur le territoire métropolitain plus de 800 000 postes de transformation HTA/BT, délimitant autant de poches de réseau basse tension, à comparer à environ 2 500 postes sources (poches HTA). Les données et les ressources disponibles ne permettent pas à moyen terme d'identifier avec une précision satisfaisante lesquelles de ces poches BT sont dimensionnées par les injections, dans quelle mesure et à quelles périodes de l'année. Les gains associés à la modulation de la production pour répondre au signal seraient par ailleurs plus difficiles à réaliser : le coût unitaire de renforcement ou de création d'un poste de transformation HTA/BT est faible au regard du coût associé à une solution de stockage permettant à un petit producteur de reporter ses injections. Enfin, on peut s'attendre à ce qu'un producteur raccordé en basse tension soit moins enclin à répondre au signal géographique au raccordement, car il ne dispose pas des mêmes possibilités de localisation qu'un porteur de projet voué à se raccorder en HTA ou HTB.

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 ?

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

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

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

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

¹² Les injections représentent actuellement de l'ordre de 50 TWh en HTA et de 5 TWh en BT.

3. GRILLES TARIFAIRES HTA ILLUSTRATIVES ET IMPACTS FINANCIERS

Les grilles tarifaires de la composante d'injection HTA proposées dans la présente consultation ont une valeur illustrative. Elles visent à engager les travaux de concertation sur des bases concrètes permettant à chaque partie prenante de se forger une opinion et sont susceptibles d'être adaptées avant leur mise en œuvre.

3.1 Grilles tarifaires HTA illustratives

Trois variantes de grilles tarifaires HTA sont présentées :

- une variante A, qui reflète la totalité des OPEX liés à la pointe d'injection avec des coefficients à l'énergie, qui véhiculent le signal de localisation et le signal temporel ;
- une variante B, qui comme la variante A reflète la totalité des OPEX liés à la pointe d'injection, mais avec :
 - des coefficients à la puissance qui matérialisent le signal de localisation ;
 - et des coefficients à l'énergie qui matérialisent principalement le signal temporel ;
- une variante C qui véhicule le même signal temporel que la variante B, mais dont les coefficients à la puissance sont adaptés pour prendre en compte la facturation de la puissance souscrite en soutirage.

3.1.1 Forme des grilles

Zones

Les zones de desserte sont déterminées en fonction du poste source HTB/HTA auquel l'utilisateur est raccordé dans le schéma normal d'exploitation.

La couleur de chaque zone est déterminée en fonction du taux de refoulement prévisionnel à horizon de moyen terme. Dans cette consultation, les prévisions à horizon 2025 ont été utilisées.

En pratique, il reviendra au gestionnaire de réseau de distribution de fixer la couleur de la zone selon ses meilleures prévisions. Le GRD pourrait modifier la couleur d'une zone lorsque cela lui apparaît opportun. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

A ce stade, la CRE étudie en outre la possibilité d'introduire une clause d'antériorité selon les modalités suivantes :

- la couleur du tarif appliqué à un site injecteur est fixée par le gestionnaire de réseau lors de son raccordement ;
- un site injecteur peut choisir de garder la couleur qui lui a été attribuée initialement, en cas d'évolution de la couleur de la zone décidée par le GRD. Dans le cas d'un site qui augmente sa capacité de production, le tarif correspondant à la nouvelle couleur de sa zone ne s'applique qu'à la différence de puissance et d'énergie injectée liés à l'augmentation de sa capacité.

Plages temporelles

Les cinq plages temporelles (Pointe, Heures pleines de saison haute, Heures creuses de saison haute, Heures pleines de saison basse, Heures creuses de saison basse) sont les mêmes que celles du tarif de soutirage HTA.

La saison haute est constituée de cinq mois et la saison basse de sept mois. Les heures de pointe sont fixées à raison de quatre heures par jour pendant trois mois de la saison haute. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes.

Lors de la mise en œuvre du tarif, il reviendra au GRD de fixer les plages temporelles localement en fonction des conditions d'exploitation.

Coefficients tarifaires

La variante A comporte quinze coefficients tarifaires à l'énergie, cinq pour chacun des trois types de zones. En zone verte, tous les coefficients sont nuls.

Les variantes B et C comportent en plus trois coefficients tarifaires à la puissance, également différenciés par zone.

La différenciation temporelle des coefficients à l'énergie est à l'opposé de celle de la composante de soutirage :

- les heures creuses sont les plus chères pour l'injection, car la position nette soutirage-injection des postes sources y est la plus faible, en cohérence avec les dénominations utilisées pour la composante de soutirage. Dans les zones oranges et surtout rouges, ces plages sont les plus denses en refoulements ;

- symétriquement, les heures pleines sont les moins chères pour l'injection.

3.1.2 Variante A

Zone	Effectif ¹³	Pointe (€/MWh)	Heures pleines saison haute (€/MWh)	Heures creuses saison haute (€/MWh)	Heures pleines saison basse (€/MWh)	Heures creuses saison basse (€/MWh)	Tarif moyen (€/MWh)
Rouges	163	3,3	3,2	5,8	3,1	8,7	5,1
Oranges	255	0,9	0,9	1,7	0,8	3,5	1,7
Vertes	1559	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Dans la variante A, les coûts de réseaux considérés sont intégralement alloués aux volumes d'énergie injectés. La différenciation temporelle est marquée, en particulier entre les heures pleines et les heures creuses d'une même saison : cette différenciation traduit le fait que la consommation locale pendant les heures « creuses » ne suffit pas à absorber les injections.

Ce tarif incite financièrement à réduire les injections dans les périodes les plus chargées et/ou à les décaler vers des périodes moins coûteuses. En conséquence, ce tarif encourage l'installation de moyens de stockage sur les sites de production pour pouvoir réaliser cette modulation des injections sur le réseau.

Dans les zones rouges et oranges, les coefficients sont non nuls dans toutes les plages temporelles. En raison du caractère aléatoire qui caractérise la majorité de la production décentralisée, les heures de pointe d'injection sont dispersées dans l'année et relativement fréquentes pendant les plages tarifaires les moins tendues (heures pleines). Les injections supplémentaires contribuent toujours à la pointe de réseau dans ces zones. Une injection est ainsi systématiquement facturée, même si elle a lieu en « heure pleine » (i.e. période moins coûteuse du point de vue du tarif d'injection).

Ceci peut paradoxalement conduire à freiner le développement du stockage isolé, c'est-à-dire sans être couplé à une installation de production ou de consommation, alors même qu'il pourrait être bénéfique au réseau. En effet, le tarif de soutirage restant péréqué géographiquement, il n'est pas possible de rémunérer les soutirages en zones rouges et oranges, quand bien même le soutirage viendrait soulager le réseau, en particulier pendant les heures creuses.

C'est pourquoi la CRE a également élaboré une variante B, visant à pallier au moins partiellement cette difficulté, puis une variante C, qui vise à lever davantage les freins au développement du stockage isolé.

3.1.3 Variante B

Zone	Effectif	Annuel (€/kW)	Pointe (€/MWh)	Heures pleines saison haute (€/MWh)	Heures creuses saison haute (€/MWh)	Heures pleines saison basse (€/MWh)	Heures creuses saison basse (€/MWh)	Tarif moyen (€/MWh)
Rouges	163	6,2	0,0	0,0	2,6	0,0	5,5	5,1
Oranges	255	1,6	0,0	0,0	0,9	0,0	2,7	1,7
Vertes	1559	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

¹³ L'effectif est le nombre des zones de chaque type qui ont pu être modélisées. Environ 2000 postes sources pour lesquels on disposait des données ont pu être modélisés sur les 2500 postes existants. En particulier, les postes sources des ELD n'ont pas été modélisés à ce stade.

Dans la variante B, le « ruban » annuel observé dans les coefficients à l'énergie est transformé en coefficient à la puissance. Cette variante fait porter aux producteurs les mêmes coûts de réseaux que la variante A, mais avec des coefficients à l'énergie plus faibles et en particulier nuls pendant les périodes les moins coûteuses.

Le coefficient à la puissance peut être vu comme un signal à la localisation distinct du signal temporel formé par les coefficients à l'énergie.

Par rapport à la variante A, la variante B :

- envoie, à un producteur, la même incitation à décaler son flux d'injection, et une incitation similaire à se localiser dans les zones moins contraintes ;
- incite un stockeur isolé à utiliser davantage son installation une fois installée. En effet, les coefficients à l'énergie réduits permettent de ne pas pénaliser un stockeur ou un autoconsommateur, lorsqu'il injecte en heures pleines pour soutirer davantage en heures creuses, ce qui permet, à terme, des économies de réseau. L'incitation à ne pas adopter le comportement inverse, c'est-à-dire d'injecter davantage en heures creuses et de soutirer en heures pleines, est toutefois réduite alors que ce comportement induit des coûts supplémentaires. Par ailleurs, la variante B freine de manière similaire le développement du stockage isolé (le tarif moyen (part puissance + part énergie) restant inchangé) ;
- favorise les technologies de production qui présentent un bon rapport « énergie produite / capacité », autrement dit dont la durée d'utilisation est supérieure à la moyenne, au détriment de technologies de production comme le photovoltaïque, dont la durée de fonctionnement est inférieure à la moyenne de la production décentralisée, ou de stockage, dont la durée de fonctionnement peut également être courte.

3.1.1 Variante C

La variante B permet donc de contourner certaines incitations inadaptées pour l'utilisation du stockage isolé, sans pour autant augmenter l'incitation à développer de tels actifs, dans les zones où la pointe d'injection dimensionne les réseaux, y compris dans les cas où ces stockages lisseraient la pointe d'injection en injectant pendant les heures pleines pour soutirer pendant les heures creuses.

C'est pourquoi la CRE a élaboré une variante C. En effet, tout utilisateur payant une composante de soutirage contribue déjà aux coûts de réseau, y compris s'agissant des OPEX. Il pourrait donc être envisagé de réduire partiellement la puissance souscrite d'injection qui lui serait appliquée, à hauteur des OPEX qu'il a déjà payés au travers de la puissance souscrite de soutirage.

Si cette mesure n'aura qu'un impact limité pour les producteurs¹⁴, elle pourrait réduire plus substantiellement la facture des unités de stockage isolées ou des autoconsommateurs, en supprimant la composante à la puissance présente dans la variante B sous réserve que la puissance souscrite en injection soit supérieure ou égale à la puissance souscrite en soutirage.

Concrètement, la variante C comporte un abattement qui s'applique au coefficient à la puissance tel que calculé dans la variante B. Cet abattement serait spécifique à chaque utilisateur injecteur et dépendrait de la puissance souscrite en soutirage qui lui est facturée.

¹⁴ La plupart des producteurs souscrivent une puissance de soutirage afin d'alimenter leurs auxiliaires, mais cette puissance est significativement plus faible que leur puissance d'injection.

3.2 Impacts financiers

Les recettes ont été estimées en supposant les prévisions de développement de la production inchangées par l'entrée en vigueur du tarif, tant en localisation qu'en courbe de charge. Il s'agit donc d'une estimation haute. Les recettes de la variante C n'ont pas été estimées, fautes de données sur les puissances souscrites de soutirage par les producteurs et stockeurs, mais elles sont inférieures à celles des variantes A et B.

M€/an	Variante A et B
Recettes de la composante d'injection	170,3
% du revenu autorisé d'Enedis en 2020	1,23%

Figure 6 : Tarif injection HTA – Recettes estimées pour Enedis (M€/an) en moyenne sur la période TURPE 6 (2021 - 2025).

€/MWh	Variante A	Variante B
Cogénération	0,3	0,2
Eolien	2,7	2,7
Hydraulique	1,3	1,0
Photovoltaïque	3,1	3,7
Autre	0,5	0,4
Moyenne	1,9	1,9

Figure 7 : Tarif HTA moyen sur l'ensemble du territoire, période TURPE 6 (2021 - 2025).

€/MWh	Variante A	Variante B
Cogénération	4,3	3,5
Eolien	4,8	4,8
Hydraulique	4,9	3,7
Photovoltaïque	8,1	10,0
Autre	5,0	3,2
Moyenne	5,1	5,1

Figure 8 : Tarif HTA moyen en zones rouges, période TURPE 6 (2021 - 2025).

€/MWh	Variante A	Variante B
Cogénération	1,2	1,0
Eolien	1,5	1,6
Hydraulique	1,6	1,3
Photovoltaïque	3,1	3,7
Autre	1,7	1,2
Moyenne	1,7	1,7

Figure 9 : Tarif HTA moyen en zones oranges, période TURPE 6 (2021 - 2025).

En proportion, les filières les plus concernées par les zones rouges et oranges sont l'éolien et le photovoltaïque.

Si l'impact moyen sur la filière photovoltaïque est modéré, les parcs solaires en zones rouges seraient plus impactés avec des tarifs entre 8 et 10 €/MWh. L'explication réside dans la forte concentration de refoulements dimensionnants pendant la production solaire.

Question 8 Avez-vous des remarques concernant les grilles tarifaires présentées ?

Question 9 Êtes-vous favorable à une clause d'antériorité ? Que pensez-vous des modalités envisagées ?

4. EVOLUTION DE LA FACTURATION DU REACTIF

La délibération de la CRE du 28 juin 2018 prévoit que « *lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage [...] à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT* ».

Cette même délibération précise que dans le domaine de tension BT > 36 kVA, pour ces installations, l'énergie réactive absorbée est facturée à un niveau de 1,89 c€/kVAr.h.

Dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables sur les réseaux, il s'avère que l'absorption de la puissance réactive par les installations décentralisées de production d'énergie électrique peut rendre un service au réseau et permettrait notamment, selon les premières expérimentations, d'éviter des coûts de renforcement et, le cas échéant, d'extension, sur les réseaux publics de distribution en basse tension.

Dans sa consultation publique du 23 mai 2019, la CRE a interrogé les acteurs de marché sur l'opportunité de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA. Un acteur a fait remarquer que ce terme tarifaire pouvait encore à ce jour rendre service aux réseaux qu'il exploitait et souhaite donc son maintien.

La CRE constate que dans certaines configurations des réseaux basse tension, des contraintes de tension haute peuvent apparaître et être traitées par l'absorption de puissance réactive. Elle considère que la facturation du réactif en basse tension pourrait être modulée en fonction des besoins, sur le modèle existant en HTA.

Afin que le signal prix véhiculé par cette composante tarifaire puisse être adapté aux situations réelles de chaque réseau, la CRE propose que les prochaines règles tarifaires fonctionnent de façon analogue sur les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA : les GRD seraient ainsi libres de fixer en BT > 36 kVA, comme c'est déjà le cas en HTA, des seuils de puissance réactive à partir desquels l'absorption ou la fourniture de puissance réactive serait facturée aux producteurs.

Pour rappel, la délibération de la CRE du 28 juin 2018 prévoit que « *Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport $\text{tg } \varphi_{\text{max}}$ ou en deçà du rapport $\text{tg } \varphi_{\text{min}}$ est facturée [...]. Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée [...] l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport $\text{tg } \varphi_{\text{min}}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel. Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $\text{tg } \varphi_{\text{max}}$ et $\text{tg } \varphi_{\text{min}}$ des seuils du rapport $\text{tg } \varphi$ par plage horaire.* »

Question 10 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de transposer au domaine de tension BT > 36 kVA les dispositions applicables en HTA concernant la facturation de l'absorption et de la fourniture d'énergie réactive des producteurs, c'est-à-dire à laisser aux GRD la possibilité de fixer des rapports $\text{tg } \varphi_{\text{max_BT}}$ et $\text{tg } \varphi_{\text{min_BT}}$ au-delà desquels les flux d'énergie réactive fournie ou absorbée seraient facturés ?

LISTE DES QUESTIONS POSEES

- Question 1** Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE liés à la tarification de l'injection dans les réseaux ?
- Question 2** Estimez-vous que les actuels signaux économiques sont suffisants ?
- 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 ?
- Question 4** Etes-vous favorable au découpage tarifaire du réseau HTA en 3 zones selon le taux de refoulement ?
- Question 5** Le périmètre des coûts pris en compte dans le tarif d'injection HTA vous semble-t-il pertinent ?
- Question 6** Les coûts induits par les injections vous semblent-ils correctement retranscrits dans la méthode proposée ?
- Question 7** Selon vous, à quels niveaux de tension devrait s'appliquer le tarif d'injection reflétant les OPEX d'infrastructure ?
- Question 8** Avez-vous des remarques concernant les grilles tarifaires présentées ?
- Question 9** Êtes-vous favorable à une clause d'antériorité ? Que pensez-vous des modalités envisagées ?
- Question 10** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de transposer au domaine de tension BT > 36 kVA les dispositions applicables en HTA concernant la facturation de l'absorption et de la fourniture d'énergie réactive des producteurs, c'est-à-dire à laisser aux GRD la possibilité de fixer des rapports $\text{tg } \varphi_{\text{max_BT}}$ et $\text{tg } \varphi_{\text{min_BT}}$ au-delà desquels les flux d'énergie réactive fournie ou absorbée seraient facturés ?

ANNEXE – METHODE ILLUSTRATIVE POUR LE CALCUL DE L'ABATTEMENT DE LA VARIANTE TARIFAIRE C

La facturation de la puissance d'injection se décomposerait de la manière suivante :

- pour la partie de la puissance d'injection déjà souscrite en soutirage : le coût de la puissance souscrite d'injection est réduit d'un montant égal au coefficient d'abattement k appliqué au coût de la puissance souscrite de soutirage. Le coefficient d'abattement correspond aux OPEX couverts dans le coût de la puissance souscrite payée en soutirage. L'abattement ne peut pas aboutir à une valeur négative pour la facturation de la puissance souscrite d'injection identique à la puissance souscrite de soutirage, puisque cet abattement ne constitue pas une rémunération, mais vise à éviter une double facturation. A ce stade des travaux, le coefficient d'abattement est évalué dans une fourchette comprise entre 17% et 42% ;
- pour la partie de la puissance souscrite d'injection qui excède la puissance souscrite de soutirage : aucun abattement ne sera effectué et le kW sera donc facturé normalement.

En chaque point de livraison, la composante annuelle de soutirage serait établie selon la formule suivante :

$$CI = d \cdot PI - k \cdot b_1 \cdot \min(PI, PSP) + \sum_{i=1}^5 e_i \cdot EI_i$$

CI désigne la composante d'injection.

d désigne le coefficient de puissance souscrite d'injection.

PI désigne la puissance souscrite d'injection.

k désigne le coefficient d'abattement.

b_1 désigne le coefficient à la puissance souscrite de soutirage de la première plage temporelle (Pointe).

PSP désigne la puissance souscrite de soutirage pondérée.

e_i désigne le coefficient de l'énergie injectée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle.

EI_i désigne l'énergie injectée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle.

La puissance souscrite de soutirage pondérée PSP est calculée comme :

$$PSP = \frac{b_1 \cdot PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (PS_i - PS_{i-1})}{b_1}$$

b_i désigne le coefficient de puissance souscrite de soutirage de la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle.

PS_i désigne la puissance souscrite de soutirage pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle.

Illustration

En reprenant le projet de composante de soutirage HTA TURPE 6 à pointe fixe présenté lors de la consultation publique de mars 2020, la souscription d'un kW de puissance coûterait au minimum 14,31 € (heures creuses de saison basse de la version courte utilisation).

Pour les besoins de l'illustration, le coefficient k est fixé dans le milieu de la fourchette (17 %, 42 %) à 30 %.

L'application du coefficient k donne droit à un abattement de la puissance souscrite d'injection de 4,29 € (14,31 x 30 %) par kW de puissance souscrite en soutirage.

En zone rouge, la puissance souscrite d'injection est facturée normalement 6,20 €/kW.

La partie de la puissance d'injection déjà souscrite en soutirage bénéficie de l'abattement. Elle est facturée 1,91 €/kW (6,20 - 4,29).

Ainsi, un utilisateur situé en zone rouge qui souscrit 1 000 kW de puissance de soutirage et la même puissance d'injection bénéficie de l'abattement sur la totalité de sa puissance d'injection. Il est facturé 16 220 € :

- 14 310 € au titre de la puissance souscrite de soutirage ;
- 1 910 € au titre de la puissance souscrite d'injection.

Un autre utilisateur, situé également en zone rouge, mais qui souscrit 100 kW de puissance de soutirage et 1 000 kW de puissance d'injection bénéficie de l'abattement sur 100 kW de sa puissance souscrite d'injection. Il ne bénéficie pas d'abattement sur les 900 kW restants de puissance d'injection. Il est facturé 7 202 € :

- 1 431 € au titre de la puissance souscrite de soutirage ;
- 191 € au titre de la part de sa puissance souscrite d'injection déjà souscrite pour le soutirage ;
- 5 580 € au titre de la part de sa puissance souscrite d'injection qui dépasse la puissance souscrite de soutirage.