

Question 1 :

Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'une procédure adaptée aux nouveaux usages pouvant injecter et soutirer ? Avez-vous d'autres pistes d'amélioration pour faciliter le traitement des demandes de raccordement de ces nouveaux usages ?

Actuellement, les démarches à engager par les usagers souhaitant un raccordement permettant à la fois l'injection et le soutirage d'électricité sont effectivement lourdes et complexes.

Une simplification des démarches et procédures par les GRD sont effectivement à mettre en œuvre. Il convient clairement de demander la mise en place d'une seule procédure de raccordement.

Nota : la partie Transport ne fait pas partie des compétences de la MEL et ne fait donc l'objet d'aucune remarque.

Question 2 :

Êtes-vous favorable à l'encadrement tel qu'envisagé par la CRE sur les opérations de raccordement intelligentes (ORI) ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

D'une manière générale, la généralisation des ORI est favorable à l'insertion des ENR tout en limitant les impacts sur le réseau de distribution (renforcement notamment). Un préalable est nécessaire quant à la bonne connaissance des secteurs géographiques où la distribution électrique pourrait être en tension et rendre intéressant pour le réseau la mise en place de ces ORI

Des compléments sont proposés à la rédaction envisagée par la CRE :

- l'ORI doit être proposée par le GRD sans nécessité de demande préalable du producteur. En effet, seul le GRD a la connaissance des capacités du réseau et des caractéristiques du projet. Le GRD est donc à même d'identifier – ne serait-ce qu'en première approche – la pertinence d'étudier une ORI et donc de le proposer au producteur. Le schéma actuel nécessite en effet une prise d'initiative par le producteur qui génère un délai voire des coûts supplémentaires sans aucune garantie d'un quelconque bénéfice (pour lui-même ou pour le réseau). Il pourrait être utilement demandé au GRD de mettre à disposition des usagers un service cartographique identifiant les zones plus ou moins intéressantes pour le réseau pour la mise en place des ORI. Ces cartes seront actualisées régulièrement.
- la possibilité de participer à des mécanismes de flexibilités (en dehors des périodes de limitation d'injection/soutirage induites par les contraintes de ladite installation) est très positive,
- concernant les périodes de limitation d'injection/soutirage induites par les contraintes de ladite installation, la contractualisation d'un nombre d'heures maximales paraît insuffisante. Il convient d'envisager que ce nombre d'heure puisse à minima pouvoir être positionné soit sur des plages horaires soit sur des périodes de l'année (pour un producteur PV par exemple 1h de limitation de production n'a pas le même impact de jour ou de nuit) et que ces périodes puissent être définies avec le demandeur.

Nota : la partie Transport ne fait pas partie des compétences de la MEL et ne fait donc l'objet d'aucune remarque.

Question 3 :

Êtes-vous favorable à l'encadrement tel qu'envisagé par la CRE sur les demandes anticipées de raccordement ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

La mise en œuvre d'un tel dispositif permettra une fluidification appréciable pour les porteurs de projets ainsi que la détermination précise des coûts de raccordement au moment de l'élaboration de leur projet (la DAR pouvant être sollicitée plus en amont des projets).

Les impacts sur le process de file d'attente géré par le GRD méritent d'être évalués notamment en cas d'abandon. Quels seraient alors les impacts pour les usagers ayant entre temps reçus leurs

PTF qui tiendraient alors compte des impacts réseaux de la DAR ? Les PTF de ces usagers seraient-elles mises à jour pour tenir compte de cette annulation ?

Il est proposé que la durée de validité d'un DAR soit de 6 mois minimum car les DAR sont nécessaires plutôt en début de projet

En outre, il ne faudrait pas que cette nouvelle procédure vienne allonger les délais de traitement des dossiers de raccordement déjà très longs.

Il convient ainsi que le passage de la DAR vers la PTF soit réduit au minimum après validation par le demandeur de la DAR proposée. Ainsi il est proposé de réduire le délai d'un mois proposé dans la rédaction de la CRE.

Au-delà de ce nouveau mécanisme, l'enjeu est surtout d'enrayer la forte dégradation constatée sur les délais de réalisation des raccordements. A titre d'exemple, le délai moyen de raccordement (BT>36kVA) de la concession métropolitaine ont bondi de 55% en 3 ans pour atteindre 73 jours en 2017. Sur la Métropole, ENEDIS présente les délais de réalisation de raccordement les plus longs de tous les exploitants de réseaux. Certains exploitants comme le gestionnaire du réseau d'eau potable ont des délais de moins de 40 jours. A ce délai, il convient d'ajouter la transmission de la PTF (36j en 2017). En cas de retard du GRD, le mécanisme de pénalité est peu accessible et le dédommagement de l'utilisateur est limité à 50€ (à mettre en regard avec des pertes de chiffres d'affaires pour des artisans par exemple).

A titre d'information, la garantie des services mise en œuvre jusqu'en 2004 par EDF offrait un dédommagement à tout usager qui voyait ce délai de raccordement dépasser 15 jours.

Il est donc proposé d'affecter un pourcentage de 5 % du montant des travaux pour tout retard de 15 jours ou plus avec application automatique par le GRD dans la facture.

Êtes-vous favorable, comme la CRE, à ce que tout type d'utilisateur puisse bénéficier d'une DAR (consommateur, producteur, tout niveau de tension, raccordements provisoires et pérennes) ?

Oui.

Question 4 :

Êtes-vous favorable à l'encadrement tel qu'envisagé par la CRE sur l'encadrement des relations entre le gestionnaire de réseaux publics de distribution et la collectivité en charge de l'urbanisme ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Oui. A ce jour, des échanges ont régulièrement lieu entre le GRD et la collectivité en charge de l'urbanisme sur le montant de la contribution et choix de la solution technique proposée par le GRD au regard de l'opération de raccordement de référence.

Ces échanges bloquent le processus de raccordement au détriment du pétitionnaire.

Afin de permettre aux collectivités de s'assurer que le montant de la contribution établie par le GRD soit correct, il est proposé que le contenu de la délibération soit plus précis avec notamment la fourniture de plans faisant apparaître le réseau existant et les travaux proposés y compris les linéaires. En cas de proposition de solution alternative (en prévision de futures évolutions du réseau ou pour une meilleure exploitabilité) à l'opération de raccordement de référence, le GRD se doit de transmettre les éléments de cette dernière car la contribution est basée sur celle-ci.

A ce titre, la proposition suivante « Les réserves éventuellement formulées par la collectivité en charge de l'urbanisme ne doivent pas entraver la bonne tenue et le parfait achèvement des travaux nécessaires au raccordement de l'utilisateur » formulée par la CRE va dans le bon sens.

Par ailleurs afin de permettre aux autorités concédantes d'assurer leur rôle de contrôle sur les devis émis et leur permettre d'apporter un appui aux collectivités en charge de l'urbanisme :

- il est proposé que les chiffrages provisoires et définitifs soient également adressés en copie à l'autorité délégante de référence,
- il est également proposé d'indiquer systématiquement dans le chiffrage de la demande de contribution (établi et envoyé par ENEDIS), la possibilité pour la collectivité en charge de l'urbanisme de se rapprocher de l'autorité délégante pour un conseil.

Question 5 :

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la mise à jour régulière des informations mises à disposition des utilisateurs ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Oui.

Question 6 :

Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE relative aux dispositions spécifiques à la gestion de la file d'attente en cas de double réservation de capacités ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Les impacts du mode de gestion des files d'attente sont déjà aujourd'hui perfectibles.

En premier lieu et à titre d'exemple, au niveau des postes HTA/BT les réserves de puissances sont estimées et non pas mesurées physiquement. Les bouleversements à venir en termes d'usages (développement du véhicule électrique par exemple) sur lesquels le GRD n'aura pas forcément de visibilité (les IRVE peuvent être situées sur le réseau privé de l'usager sans demande de raccordement spécifique). Dès lors, bien que les postes HTA/BT ne soit pas télé-exploités, il devient essentiel de capitaliser sur le développement des compteurs communiquant pour mesurer physiquement l'évaluation des réserves de puissance sur le réseau.

En second lieu, la gestion des files d'attentes présente déjà aujourd'hui des biais. La réservation de puissance est garantie dès l'émission de la PTF sans que celle-ci ne soit acceptée par le demandeur. Ainsi d'autres demandes intervenant durant cette période se voient ainsi « pénalisés » avec des demandes de contributions plus élevées que celles réellement nécessaires en cas de non acceptation de PTF déjà entrées dans la file d'attente.

L'émergence de l'ORI génère des contraintes supplémentaires pour le demandeur dans la conception et la réalisation de son ouvrage. La réduction du délai de la file d'attente pour ces nouvelles offres de raccordements génère donc de nouvelles contraintes pour le demandeur.

Compte tenu des biais existants sur la gestion des files d'attente, il est proposé de maintenir le même délai de validité des PTF et, en cas d'émission de 2 PTF (ORR + ORI par exemple), de retenir dans la file d'attente non pas l'impact des 2 PTF mais celle de la PTF la plus contraignante. D'autres axes de travail peuvent être envisagés sur la gestion de la file d'attente notamment sur l'évaluation des réserves de puissances existantes.

Nota : la partie Transport ne fait pas partie des compétences de la MEL et ne fait donc l'objet d'aucune remarque.

Question 7 :

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la dématérialisation du traitement des demandes de raccordement ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Oui.

Question 8 :

Les dispositions dérogatoires actuelles prévues en cas d'afflux de demandes de raccordement d'installations de production sont-elles satisfaisantes ?

Cette disposition existante n'a pas fait l'objet d'évaluation sur notre concession. Le dispositif existant n'a pas été sollicité depuis 5 ans par ENEDIS. La suppression de ce dispositif en France métropolitaine ne devrait donc pas avoir d'impact.

Question 9 :

Pour le raccordement d'installations de consommation en BT, la possibilité pour les procédures de traitement des demandes de raccordement de prévoir

des dispositions visant à anticiper les demandes de raccordement des demandeurs pour répondre au mieux à leurs besoins est-elle utilisée par les gestionnaires de réseaux, et utile pour les demandeurs ? Cette disposition doit-elle être maintenue ou doit-elle évoluer ?

Cette disposition existante n'a pas fait l'objet d'évaluation sur notre concession.

Question 10 :

Pensez-vous qu'il faudrait, à l'avenir, inclure des dispositions sur les délais de raccordement dans l'encadrement par la CRE des procédures de raccordement ? Quelles sont vos propositions ?

Cet encadrement existait de fait jusqu'en 2004 et était de 15j (cf réponse à la question n°3).

Il est proposé de définir un encadrement du délai qui soit progressif dans le temps afin de laisser le temps au GRD d'adapter son organisation. Mais l'encadrement par la CRE des procédures de raccordement est indispensable compte tenu des dérives actuellement constatées.

Cet encadrement doit être contraignant pour être efficace. Des adaptations du mécanisme de pénalités sont à envisager (versement automatique et non sur demande et indication d'un pourcentage à minima d'un montant de 5 % des travaux).

Enfin une mise à jour des conditions générales de vente peut également être discutée : celles-ci excluent un certain nombre d'événements pourtant de la responsabilité du GRD en sa qualité de maître d'ouvrage (obtention des autorisations administrative et de voirie, approvisionnement...).

Question 11 :

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée par la CRE sur la transparence des PTF ? Si non, quelles améliorations proposez-vous ?

Les propositions formulées vont dans le bon sens.

D'une manière générale, les difficultés actuellement rencontrées dans les devis reçus et auxquelles il faut remédier sont :

- l'absence de plans faisant apparaître les linéaires et section,
- une part importante de prestations dites au canevas non détaillées.

Il est donc suggéré d'ajouter à la rédaction proposée : la fourniture d'un plan faisant apparaître les linéaires et sections ; la fourniture des prix unitaires lors de l'établissement de ligne de prix sur devis.

Question 12 :

Avez-vous des améliorations à proposer sur l'encadrement proposé par la CRE sur la mise en application de la maîtrise d'ouvrage déléguée issue des délibérations du 21 mars 2019 ?

Cette nouvelle disposition législative n'a pas fait l'objet d'une évaluation et ne fait donc l'objet d'aucune remarque à ce stade.

Nous y sommes cependant favorables afin d'accélérer le processus de raccordement et aider le GRD à y faire face.

Il faudra cependant bien s'assurer de la qualité des travaux réalisés et l'utilisation d'entreprises agréées par le GRD avec le même cadre de travail semble un préalable.

Enfin, il est essentiel que le demandeur puisse juger de la pertinence économique d'opter la maîtrise d'ouvrage déléguée. A ce titre, l'établissement d'une PTF par le GRD est un prérequis à ce choix.

Question 13 :

Identifiez-vous d'autres sujets qui devraient évoluer ou être intégrés dans les procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ? Si oui, lesquels, pourquoi, et de quelle manière ?

Deux remarques complémentaires sont proposées :

- Compte tenu de la position monopolistique des GRD dans leurs zones de dessertes respectives, les désaccords sur les PTF ou les CCU (notamment sur la définition de l'ORR) décalent de fait la réalisation des travaux avec en cas de désaccord persistant la saisine du CORDIS comme seul recours (générant là encore un délai supplémentaire). Elargir l'obligation de lancer les travaux suite à l'acceptation des PTF avec réserves représenterait une

réelle avancée. La mise sous tension restant de fait conditionnée à un accord. Celui-ci aura pu être obtenu via une saisine du CORDIS en « temps masqué ».

- Dans le dernier barème de facturation d'ENEDIS prévoit désormais pour les raccordements en soutirage BT < 36kVA : « *Si le projet ne nécessite pas d'autorisation d'urbanisme, le périmètre de facturation intègre aussi le coût de remplacement d'un ouvrage BT déjà existant et qui concourt à l'alimentation de l'installation du demandeur.* ». Ainsi le renforcement de réseau peut désormais faire partie du périmètre de facturation. Cette nouvelle disposition interpelle. En effet, comme précisé sur le site Web de la CRE (<https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Raccordement>) : « *Les articles L. 341-2 et L. 342-6 du code de l'énergie disposent que les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) couvrent une partie des coûts de raccordement aux réseaux (taux de réfaction), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement. **Les renforcements sont dans tous les cas couverts par le TURPE.*** »
- Il est donc demandé à la CRE de bien vouloir clarifier ce point et il est souhaité le retrait de cette disposition. Cela implique l'exclusion dans le barème de facturation de la facturation du coût de remplacement d'un ouvrage BT déjà existant et qui encourt à l'alimentation de l'installation du demandeur y compris pour les projets nécessitant pas d'autorisation d'urbanisme. Les bornes de recharge pour véhicules électriques sont principalement visées par ce dispositif de facturation. Cette évolution inciterait très fortement le GRD à proposer une ORI et limiter les investissements de renforcement sur le réseau pour les bornes.