

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n°2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité**

**Réponse de TEARA**

**5 juillet 2019**

## Sommaire

---

Sommaire.....	2
1.   Préambule.....	3
2.   Questions posées par la CRE et position TEARA.....	6

# 1. Préambule

---

La CRE soumet dans la présente consultation publique ses analyses préliminaires concernant les évolutions des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Elle souhaite par la présente consultation publique recueillir les réactions des acteurs ainsi que leurs propositions additionnelles le cas échéant.

Les propositions d'évolutions peuvent concerner le raccordement sur le réseau public de transport et le raccordement sur les réseaux publics de distribution. Le présent document s'intéressera sur la partie distribution.

La CRE souhaite questionner les acteurs de marché sur les nouvelles conditions de raccordement qu'elle envisage :

- le raccordement des nouveaux usages, tels que le stockage, les infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE), les autoconsommateurs, et plus généralement tout utilisateur du réseau pouvant à la fois injecter et soutirer ;
- les opérations de raccordement intelligentes (ORI) ;
- les demandes anticipées de raccordement ;
- les obligations du GRD envers la collectivité en charge de l'urbanisme (CCU) lorsque cette dernière est redevable d'une contribution pour le raccordement d'un utilisateur au titre de l'article L. 342-11 du code de l'énergie.

La CRE consulte également les acteurs sur les dispositions existantes contenues dans sa communication de 2009 et sa décision de 2013 qu'elle envisage de faire évoluer, notamment :

- l'information mise à disposition des utilisateurs ;
- la gestion de la file d'attente ;
- la dématérialisation du traitement des demandes de raccordement ;
- les délais de transmissions de la proposition technique et financière (PTF) ;
- la transparence des PTF ;
- la mise en application de la maîtrise d'ouvrage déléguée prévue à l'article L. 342-2 du code de l'énergie.

Il est utile de faire ressortir les différents sujets capitaux que TEARA pourrait faire remonter à la CRE. Parmi les questions soulevées, certains points apparaissent importants à signaler afin de présenter la position de TEARA.

**Prenant en compte les retours d'expérience sur le terrain ainsi que les différents contrôles des opérations de raccordement, différents articles constituant les projets d'arrêtés semblent très importants à éclaircir et à approfondir.**

Pour rappel, TEARA (Territoire d'Énergie Auvergne Rhône-Alpes) est composée des 13 autorités concédantes que sont : le SIEA (Ain), le SDE 03, le SDE 07 (Ardèche), le SDEC (Cantal), Energie SDED (Drôme), le SEDI (Isère), le SIEL (Loire), le SYDER et le SIGERLY (Rhône), le SDES (Savoie), le SYANE (Haute-Savoie), le SIEG (Puy-de Dôme) et le SDE 43 (Haute-Loire).

En quelques chiffres, sur le domaine de la distribution publique d'électricité concédé à Enedis, TEARA représente :

- 4 137 000 usagers desservis ;
- 62 000 producteurs ;
- 1,5 milliards d'euros de recettes d'acheminement ;
- 10,7 milliards d'euros de valeur d'actifs concédés.

### Remarques générales

Avant de détailler les réponses et observations aux points soulevés dans la consultation publique, TEARA rappellent les points suivants (dont certains points étaient déjà évoqués lors de la consultation du 2 juin 2017) :

- les autorités organisatrices souhaitent disposer d'une part de la liste exhaustive de raccordement dit "nouveaux usages" évoqués dans la consultation (le stockage, autoconsommation, IRVE...) et d'autre part du détail de chaque offre de raccordement intelligent mis en œuvre ;
- les autorités organisatrices souhaitent appuyer le fait que des études indépendantes du gestionnaire de réseau sont indispensables pour proposer une réelle contre-expertise pour les demandeurs et pour proposer des pistes d'innovation ou d'optimisation qui ne sont pas systématiquement ouvertes par ENEDIS ; à cette fin, les autorités organisatrices, qui s'engagent dans une analyse prospective des réseaux, apportent déjà ce service aux collectivités en charge de l'urbanisme et aux demandeurs, s'appuyant sur leur maîtrise d'ouvrage propre, leur technicité et leur connaissance approfondie des méthodes via des audits *ex-post* des raccordements. Il semble donc nécessaire que les textes faisant l'objet d'évolutions reconnaissent la possibilité pour les contributeurs (demandeurs, CCU, AODE) d'avoir accès à l'ensemble des éléments nécessaires pour comprendre les études (les scénarios non retenus et la solution proposée) et proposer des analyses contradictoires<sup>1</sup> ;
- La consultation soulève, selon les AODE, un sujet de fond qui est lié à l'application de la loi SRU-UH, tout en étant conscient que les points soulevés posent des questions réglementaires que la CRE n'est pas appelée à considérer dans la présente consultation : il est important revoir la définition de l'extension dans les zones déjà desservies. En effet la notion de l'extension ou création d'un réseau en parallèle ou complément d'un réseau existant est assez différente entre une zone rurale et une zone dense. L'intention première de la mise à la charge des extensions à la collectivité en charge de l'urbanisme (CCU) était de limiter l'étalement urbain et de pousser les collectivités à assumer les coûts éventuellement associés.

Dans la pratique, trois grandes limites à cette vision théorique sont observées :

---

<sup>1</sup> ce qui regroupe notamment, dans les cas les plus fréquents :

- les éléments cartographiques : plans (postes HTA/BT les plus proches et réseaux HTA et BT existants avec leurs sections) et situant le projet de raccordement ;
- descriptifs techniques des postes HTA/BT (les plus proches) : puissance du poste, coefficient d'utilisation ;
- états électriques exhaustifs du poste HTA/BT concerné et des réseaux HTA ou BT le cas échéant : état initial et état final (simulation après raccordement) ;
- puissances installées en aval du poste (pour estimation de la charge) et d'éventuelle file d'attente de demande de raccordements sur le poste concerné (estimation de la charge future) ;
- éventuelle changement de structure de réseau en cours : par exemple une mise en place d'un nouveau poste dans le cadre d'autre demande à proximité

(i) la collectivité n'avait jusqu'à présent aucun moyen d'anticiper les coûts d'extension et subissait donc l'effet de la loi plus que ne pouvait l'intégrer dans les critères de décision d'ouverture à l'urbanisation ;

(ii) l'interprétation d'Enedis pour les solutions techniques de référence et pour les extensions est contestée fréquemment (et contestable selon les AODE de TEARA), le décret et la loi n'étant par ailleurs pas suffisamment explicites ;

(iii) la « densification » de réseaux sur des zones déjà urbanisées et des parcelles déjà viabilisées est considérée fréquemment comme une extension – les AODE considèrent au contraire que cela constitue des renforcements et restructurations du réseau existant, offrant des possibilités à l'ensemble des utilisateurs (nouveaux ou existants). S'il est pertinent de faire porter à la CCU la viabilisation de nouveaux secteurs, limitant l'effet de « seuil » pour un nouvel utilisateur du réseau et mutualisant ces coûts, il n'est pas équitable que des porteurs de projets se substituent au gestionnaire de réseau lors de la création ou au renouvellement des nouveaux ouvrages qui peuvent être initiés par le concessionnaire dans son schéma d'investissement.

## 2. Questions posées par la CRE et position TEARA

---

### **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 ?

TEARA est favorable à la procédure adaptée aux nouveaux usages. La question soulevée embarque également le sujet du traitement des demandes de raccordements simultanées (soutirage et injection), quel que soit le mode d'injection ensuite. Dans la pratique, certaines installations font l'objet des demandes de raccordement distinctes pour des raisons notamment de temporalité de chantier. Actuellement, les affaires sont traitées séparément au sein d'Enedis, entre agence raccordement d'une part et ingénierie (BERE/MOAR) d'autre part. Cela génère des incohérences dans les solutions techniques proposées et un manque potentiel de coordination. La demande unique obligera Enedis à harmoniser et fiabiliser le processus interne – avec une procédure spécifique au raccordement simultané – ce qui devrait être traitée sur une même affaire (même numéro d'affaire et même chargé d'affaire). Néanmoins, le processus doit conserver la possibilité de prise en compte de la temporalité souhaitée par le demandeur (fréquemment une demande de mise en service du soutirage dans un premier temps).

Dans le cadre d'un soutirage, l'extension de réseau en domaine public est (dans le cas général) à la charge de la collectivité en charge de l'urbanisme, ce qui n'est pas le cas pour le raccordement en injection. Il faut donc bien préciser dans un premier temps dans quel régime se place la demande relative aux installations de consommation et de production. Ce qui devra clairement figurer dès le stade de l'autorisation d'urbanisme le cas échéant. Et bien entendu sur la proposition technique et financière, devant inclure la précision du débiteur de prise en charge des travaux réseau générés par la demande.

Par ailleurs, les AODE signalent que le partage de maîtrise d'ouvrage défini au cahier des charges de concession peut ou pourra prévoir une maîtrise d'ouvrage publique pour les raccordements de producteurs et de nouveaux usages. La même procédure s'appliquera évidemment dans ce cas.

Enfin, l'enjeu essentiel de ces raccordements simultanés – pour le réseau – est de permettre de limiter les puissances de pointe. Les mécanismes tarifaires (cf. consultation relative au TURPE 6) ou la valorisation de flexibilité (cf. consultation d'Enedis sur la question) ne sont pas des réponses pleinement satisfaisantes au stade du raccordement d'une nouvelle installation. Il est préféré de mettre en avant que la puissance de dimensionnement du raccordement pourrait considérer une puissance inférieure à la puissance maximale, sous contrainte d'un contrat de raccordement limitant les puissances à certaines heures. Cela reprend la notion d'ORI de la question 2, pouvant être désigné comme offre de raccordement optimisé pour les cas mentionnés. Ce qui paraît notamment indispensable à mettre en œuvre dès à présent pour les bornes de charge de véhicules électriques et les projets de stockage, directement pilotable et déjà prévus comme tels.

**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 ?

TEARA est favorable au développement des ORI, dans les conditions définies ci-après.

Les retours d'expérience évoqués dans cette consultation concernent des cas de raccordement en injection HTA. Qu'en est-il des cas de raccordements en BT ainsi que le cas des raccordements en soutirage ? Enedis rejette fréquemment ces possibilités – la question 1 soulève pourtant clairement cet enjeu pour les soutirages « mixtes » (bornes de charge notamment de manière opérationnelle).

La proposition d'ORI par le gestionnaire de réseau devrait commencer par la présentation systématique de l'ORR basé sur la puissance demandée par le pétitionnaire, y-compris toutes les informations permettant de comprendre l'état électrique des ouvrages, l'état projeté, les effets de seuil identifiés et les coûts supportés. Ensuite, le gestionnaire de réseau devrait présenter dès que cela est pertinent **les différentes options d'ORI possibles** pour son cas avec explicitement le gain en facturations du raccordement chiffré. Dans la proposition d'ORI, la solution technique envisagée qui la diffère avec celle de l'ORR devrait être présentée explicitement : création ou mutation de poste évitées, réduction du linéaire d'extension évitée, etc...

Dans le cadre de leurs analyses des réseaux de distribution et l'identification des contraintes sous-jacentes, les AODE ont en général l'aptitude d'identifier la pertinence réseau pour un utilisateur d'avoir accès à une solution optimisée (en puissance de soutirage ou pour la solution technique de référence) et donc également pour une ORI. L'information concernant ces dernières doit donc être complète de la part d'Enedis sur les possibilités, les caractéristiques techniques et les contraintes. Dans le cadre d'une information parfaitement claire, les AODE se proposent de se positionner, sur sollicitation des demandeurs, afin de vérifier l'absence de pertinence d'une ORI. C'est déjà le cas dans la pratique, cela figure déjà dans différents nouveaux cahiers des charges de concession issus de négociation récente, et l'assistance de l'AODE a démontré sa pertinence dans le processus de raccordement. Dans cette perspective, il conviendrait qu'une mention apparaisse dans les PTF adressées aux pétitionnaires du type « en cas de désaccord avec la présente PTF vous pouvez saisir l'autorité organisatrice – coordonnées- qui prendra en charge votre litige dans le cadre d'une médiation locale ».

TEARA s'interroge enfin sur la manière dont un pétitionnaire acceptant une ORI peut bénéficier partiellement des gains « système » probables qu'elle pourrait engendrer, au-delà de sa propre participation à des mécanismes de flexibilité :

- Dans le cadre d'une injection, la flexibilité apporte de l'effacement programmé lorsque le système est en contrainte, engendrant des besoins de création d'ouvrage et renforcement moindres. Le gain est directement perçu par le demandeur, redevable de la totalité des coûts de raccordement (hors cas de réfaction, posant question dans ce dispositif car déresponsabilisant le pétitionnaire pour partie).
- Dans le cadre d'un soutirage, les gains sont partagés entre le demandeur, le TURPE et la CCU, rendant moins directe la possibilité de dresser pour le pétitionnaire l'intérêt économique d'une ORI – hormis pour la gestion d'un délai optimisé. Ce point doit donc être étudié en détail pour rendre suffisamment incitatif le dispositif. La CCU elle-même doit pouvoir, avec le soutien de l'AODE le cas échéant, solliciter ou imposer une ORI dès le stade de l'autorisation d'urbanisme.
- Enfin, TEARA tient à rappeler que pour le cas de raccordement d'injection en basse tension, le plan de tension actuel fait peser sur les producteurs un grand nombre de contraintes de tension générées par

l'absence de réflexion d'Enedis sur la possibilité d'une prise à vide à 0% sur le transformateur (au motif que les contraintes futures induiront des renforcements couverts par le TURPE, TURPE que ne paye pas le producteur). Cette possibilité est cependant indispensable à prévoir en ORI, avec la vérification de l'absence de demande d'autorisation d'urbanisme ou de secteur de développement visé au PLU (ou équivalent). Dans les cas de développements ultérieurs non visés par la CCU et faisant apparaître des contraintes de tension et des renforcements nécessaires, les coûts pourraient être imputés à la CCU, si celle-ci est pleinement informée lors du choix de l'ORI.

**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 ?

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) ?

TEARA est défavorable à cette proposition. Les AODE estiment que le Conseil d'Etat<sup>2</sup> a clairement exprimé dans un arrêt le fait que les pré-études doivent être rendues possibles pour tout acteur du marché : *« Les informations que les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ont, en vertu de ces dispositions, l'obligation de fournir aux utilisateurs des réseaux peuvent être exploitées, à la demande de ces derniers, par des opérateurs de marché afin qu'ils fournissent à leurs clients une prestation d'évaluation des conditions de raccordement d'une installation, et notamment une estimation du coût et du délai de cette opération, y compris préalablement à la délivrance d'un permis de construire. Par suite, les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ne sont pas seuls en mesure de proposer les prestations visées par la prestation annexe intitulée " pré-étude de raccordement ou reprise d'étude ". Dès lors, la CRE, en les incluant globalement dans le champ des prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, a porté une atteinte illégale à la liberté d'entreprendre ainsi qu'à la liberté du commerce et de l'industrie. »*

La proposition vise clairement à reformuler les pré-études sous forme de demande anticipée de raccordement. Cela exonère Enedis de sa responsabilité première de transmission de l'ensemble des informations permettant à tout opérateur de réfléchir aux conditions de raccordement et à l'adaptation du projet. La « PFAC » telle qu'elle est formulée actuellement ou « DAR » dans la proposition de la CRE est une forme de réintroduction dans le monopole de ces réflexions à la phase de définition du projet. Cela nous semble clairement contreproductif : l'ingénierie en phase projet doit rester la plus ouverte possible pour pouvoir identifier les sources d'optimisation et, dans certains cas, proposer une contradiction à Enedis. Seul ce mécanisme permettra une évolution rapide du gestionnaire de réseau sur les pratiques actuelles.

La nécessité très claire d'ouverture de l'ingénierie mentionnée précédemment ne fait absolument pas obstacle à la parfaite reconnaissance de la prérogative du gestionnaire de réseau ou de l'AODE (selon la maîtrise d'ouvrage) au stade de l'AU ou de la PTF pour définir la solution technique de référence et l'ORR associée.

Pour autant, TEARA partage le constat que la procédure de raccordement impose dans sa forme actuelle une complétude et de rigidité du dossier qui reporte l'analyse du raccordement à la phase la plus opérationnelle et interdit par là des réflexions stratégiques dès les premières phases du projet – pour les ZAC, cela est particulièrement flagrant.

<sup>2</sup> Conseil d'État, 9ème chambre, 26/04/2018, 404611



Ainsi, la CRE peut utilement préciser que les dossiers de raccordement peuvent faire l'objet d'une demande anticipée de raccordement, Enedis étant dès lors dans l'obligation de transmettre les informations nécessaires à une analyse indépendante des conditions de raccordement. L'analyse à proprement parler se situe quant à elle dans le champ concurrentiel, étant réalisée directement par les porteurs de projets ou par des prestataires mandatés par eux.

Par ailleurs, les AODE ont vocation à s'engager dans la prospective à moyen et long terme sur le développement des réseaux de distribution d'énergie en lien étroit avec les autres collectivités publiques qui réalisent les SCOT, PLU et PCAET.

**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 ?

Les membres de TEARA sont favorables à un tel encadrement, sous réserve du respect des conditions définies ci-après.

Au stade de l'instruction de l'urbanisme, le délai imparti d'**un mois** est nécessaire pour accepter ou refuser l'estimation du coût de l'extension proposée par Enedis. Ce devis estimatif des travaux de l'extension destiné à la collectivité en charge de l'urbanisme (CCU) devrait être accompagné dès son envoi des éléments permettant d'analyser le chiffrage, au stade de l'AU comme au stade de la PTF. Ces éléments comprennent notamment :

- Le détail des puissances considérées et les hypothèses prises le cas échéant,
- Les résultats d'études justifiant la solution technique retenue, incluant l'état électrique initial et final de tous les éléments de réseau,
- Le plan de situation mettant en évidence l'assiette de l'opération et les réseaux existants, incluant le croisement avec les informations définies au point précédent,
- L'avant-projet sommaire (APS),
- Les accès possibles pour le branchement,
- les coûts détaillés.

Ces éléments permettront à la CCU d'analyser la justesse de la solution technique et financière estimée par Enedis dans le temps imparti.

Qui plus est, comme le souligne la CRE, l'accord de la collectivité peut comporter des réserves qui, si elles ne limitent pas les délais de raccordement rendus indispensables pour la mise en service des installations, doivent bien avoir une valeur juridique suffisante pour contester les coûts supportés et les solutions mises en œuvre par Enedis, notamment si la CCU peut démontrer que des solutions de raccordement autres auraient pu réduire les coûts supportés et constituer l'ORR, ou si les coûts imputés au titre de l'extension sont requalifiés en renforcement à la charge du GRD. TEARA tient à rappeler que les contestations de ces coûts sont actuellement nombreuses, et que les AODE jouent un rôle essentiel dans la défense de l'égalité de traitement des demandes d'accès au réseau et de l'optimisation des solutions et des coûts de raccordement. L'implication de l'AODE en tant que support à la CCU (les deux pouvant constituer dans certains cas un même établissement) doit être clairement rappelée par la CRE – et préciser dans tout devis – comme opportunité de faciliter la compréhension des éléments par les services instructeurs et la bonne mise en œuvre de ce dispositif.

**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 ?

TEARA est favorable à cette évolution. Plusieurs retards de mise à jour ont été notés par le passé. La mise à jour la plus continue possible est nécessaire. Le pas mensuel proposé semble une première démarche indispensable, selon le dynamisme de certains secteurs des fréquences plus fortes pourraient s'avérer pertinentes.

**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 ?

La possibilité de choisir entre deux offre (ORI et ORR) entraîne une double réservation pour un même demandeur pour une durée de validité limitée, dans les files d'attente priorisant le raccordement par ordre d'arrivée. Or une seule offre a vocation à être réalisée et la capacité sera finalement libérée de la file d'attente à l'issue du choix du demandeur. Cette situation altère la visibilité sur les capacité en file d'attente.

TEARA estime que cette situation est nature à envoyer un mauvais signal aux demandeurs et l'information sur les doubles réservations doit être mise à disposition et donc l'information doit être améliorée. En revanche, la réduction de la durée de l'offre ORI (et autre nouvelle offre) ne résout pas le problème de la visibilité sur les capacités effectivement en attente et réduit l'intérêt des offres alternatives (par rapport à l'ORR), avant même qu'elles aient été véritablement expérimentées à une échelle significative. En conséquence, TEARA, n'est pas favorable au fait de résoudre ce problème d'information des demandeurs par la mise en place une durée réduite de validité des offres hors ORR.

En revanche, la communication du niveau des doubles réservations sur chaque point d'accueil doit pouvoir être facilement réalisable et suffisant pour que les demandeurs aient l'information adéquate. Notamment, une nouvelle couleur pourrait être ajoutée dans « Capareseau » avec la puissance associée, concernant chaque poste, permettant ainsi d'avertir de la double réservation à un instant donné. Cette information concernant la capacité en double réservation concernerait les offres alternatives, l'ORR étant intégrée dans la Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, ou par le cas des divisions de parc.

**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 ?

TEARA est favorable à la dématérialisation du traitement des demandes de raccordement tout en maintenant les alternatives pour des demandeurs n'ayant pas cette possibilité.

**Question 8 :**

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

**TEARA** est favorable à l'évolution proposée par la CRE consistant à garantir en toutes circonstances un délai de transmission de PTF de trois mois.

Néanmoins, TEARA propose une exception pour les petites régies et entreprises locales de distribution où les demandes de raccordement peuvent être très variables dans l'année. Dans ces cas, les dépassements de délai seront justifiés par l'afflux exceptionnel des demandes.

**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 ?

Les dispositions visant à anticiper les demandes de raccordement des demandeurs en veillant sur l'affichage des autorisations d'urbanisme accordées ne sont pas toujours appliquées dans la pratique. En effet, des projets de raccordements sont traités par l'agence raccordement uniquement sur sollicitation d'un demandeur. Enedis dit clairement qu'il n'est pas possible d'anticiper des investissements pour les raccordements. Il semble au contraire clairement nécessaire, pour TEARA, de garantir une cohérence entre les structures et la densité des réseaux BT et la planification et le développement urbain.

L'exemple fréquent est que lorsque, dans le même secteur voire sur une même parcelle, une demande d'injection cohabite avec une demande de soutirage, le séquençage de l'analyse des deux projets conduit à des solutions techniques non coordonnées. Par ailleurs, l'ouvrage qui aurait pu être financé dans le cadre d'une extension au sens de la Loi SRU (ou adaptation de réseau nécessaire), peut se retrouver à la charge du producteur alors qu'elle aurait dû être à la charge de la collectivité en charge de l'urbanisme – ou réciproquement. Ainsi, la prise en charge d'une adaptation qui pourrait être répartie avec d'autres projets se retrouve sur un demandeur unique.

TEARA souhaite attirer l'attention de la CRE sur le fait qu'il peut être nécessaire de planifier les secteurs en défaut de densité en postes HTA/BT ou réseaux BT selon les planifications urbaines et les temporalités des projets. Cela nécessite une bonne interface entre les aménageurs du territoire et la connaissance technique des réseaux,

interface que peut assurer par ailleurs l'AODE. La contractualisation de schéma directeurs d'investissements dans les cahiers des charges de concession approche cette vision à la maille des postes sources et départs HTA (tel que l'applique par ailleurs l'ingénierie d'Enedis depuis longtemps pour anticiper les investissements structurants sur les postes sources et les cibles de structure HTA). Pour autant, sur la partie BT, Enedis refuse toute réflexion de planification ou d'accompagnement du développement urbain, s'estimant contraint par la loi SRU-UH et par l'égalité de traitement des pétitionnaires.

Pour permettre, sur certains secteurs ciblés par les AODE, de planifier et d'anticiper des investissements, un assouplissement de cette loi et de sa mise en application semble nécessaire.

Ainsi, la création des départs BT ainsi que des postes HTA/BT ne devraient pas être seulement réalisés suite à des demandes de raccordement. Le gestionnaire de réseau et l'AODE pourraient aussi adapter les ouvrages BT dans le cadre du schéma d'investissements en tenant compte des projets futurs. Ceci évitera les futurs pétitionnaires à prendre en charge les adaptations nécessaires.

Ce point est repris en question 13.

**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 ?

Le délai de réalisation des travaux négociés avec le demandeur est précisé dans les conventions de raccordement (par exemple 12, 16 ou 24 semaines). Ce délai n'est pas engageant pour le concessionnaire. En particulier, la date souhaitée de mise en service, disponible dans l'espace raccordement, peut faire l'objet d'ajustements au cours du temps selon les décalages (incombant souvent, il est vrai, au pétitionnaire lui-même).

Pour autant, cette date souhaitée de mise en service est l'indicateur principal utilisé par Enedis pour estimer la satisfaction du client et conduire le processus et la gestion des délais. Bien plus d'ailleurs que le délai de remise des PTF, qui sont aujourd'hui les plus surveillés. Il semble donc utile de protéger les pétitionnaires en définissant des délais plafond incombant au GRD par gamme de puissance, pouvant y-déroger en cas de demande express du pétitionnaire.

La mise en place de l'encadrement par la CRE du respect des délais incombant au GRD (hors travaux du demandeur) est à inclure utilement dans les indicateurs de satisfaction des clients, pouvant par ailleurs faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation dans le cadre du TURPE 6.

**Question 11 :**

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

TEARA est favorable à la transparence des PTF, qui reste à ce stade largement perfectible.

Aujourd'hui, les audits menés par les AODE font ressortir des difficultés à bien identifier les composantes expliquant les coûts de raccordements facturés aux pétitionnaires.

Les solutions techniques ne sont pas suffisamment détaillées, comme déjà illustré à la question 4. Par ailleurs, le canevas utilisé par Enedis pour chiffrer les travaux au-delà des formules de coût simplifié est très opaque. Qui plus est, Enedis applique, à sa discrétion, des canevas différents selon les enjeux du chiffrage, notamment dans trois cas : les conventions RRO (réalisation et remise d'ouvrage par des tiers), les devis des PTF et les valorisations de remise gratuite par les autorités concédantes (VRG). Les AODE souhaitent illustrer les dangers de cette opacité à travers des observations faites sur ces trois « canevas techniques », illustrant l'opacité des modes d'évaluation à la seule main d'Enedis, qui a des intérêts très différents dans les trois cas<sup>3</sup> :

- Le canevas technique appliqué pour les PTF ne peut faire l'objet d'aucune analyse ou discussion selon Enedis, quand bien même certains prix unitaires surprennent ou quand il fait l'objet d'évolutions surprenantes (+15% à +20% en 2015 selon les observations).
- pour les conventions RRO, l'intérêt d'Enedis est clairement de garantir que les coûts estimés par le « canevas RRO » seront proches du coût du raccordement après réfaction (qui constitue le coût payé in fine par le pétitionnaire qui le comparera donc directement au coût total RRO forfaitaire remboursé par Enedis). Le gain pour Enedis et pour le pétitionnaire peut être assuré comme cela, le reste à couvrir par le tarif (la part réfactée) faisant reposer sur l'ensemble des autres usagers la différence de valorisation.
- pour la VRG, la sous-valorisation chronique des biens remis en concession est à l'avantage clair du concessionnaire dans l'économie du contrat. Cette sous-valorisation n'a aucun fondement lié aux coûts supposés supérieurs des AODE : la comparaison des coûts unitaires « Enedis » et « VRG » illustre que la valorisation appliquée est significativement inférieure à celle supportée par Enedis. C'est bien le « barème VRG » qui est à l'origine de cette distorsion. Qui a par ailleurs fait l'objet d'une revalorisation de 20% à 30% quasiment en 2015 après observation de ces anomalies, sans pour autant corriger le passé.

L'autre point d'alerte constitue l'analyse des charges immobilisées sur les projets de raccordement. En analyse de détail de ces travaux, il apparaît en particulier que la main d'œuvre immobilisée peut être particulièrement importante pour certains chantiers, justifiés par des temps imputés par Enedis pour la coordination ou la réception particulièrement importants – ce point sera par ailleurs crucial pour la mise en œuvre de la loi ESSOC (question 12). Le suivi des coûts unitaires par la CRE ne permettra pas de surveiller ce type d'arbitrage. Certaines charges sont affectées mais difficilement justifiables et, qui plus est, avec l'existence d'une perméabilité entre ce qui relève de la charge du raccordement capitalisable et ce qui pourrait relever des charges d'exploitation du GRD. Dans le cadre de la politique de transparence des PTF, il est donc nécessaire que le niveau de détail des coûts unitaires appliqués soit présenté, avec de manière explicite le poids des charges de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre distinguées parmi ces coûts unitaires. Enedis doit rendre compte à chaque AODE et à la CRE

<sup>3</sup> le cas de VRG n'est pas directement lié au raccordement mais constitue une illustration claire des dérives du concessionnaire en l'absence de transparence sur les coûts immobilisés.

par ailleurs d'un bilan précis des écarts entre le chiffrage et les coûts réellement supportés. Seule cette transparence permettra la visibilité imposée prix unitaires – quantité et sa pertinence.

Il apparaît également, que si le linéaire de réseau dans le chiffrage diffère significativement du réseau effectivement réalisé, le GRD a la possibilité d'envoyer au pétitionnaire un avenant à la PTF. Cet avenant est dans la pratique fourni quand les travaux de réalisation sont plus élevés que le montant dans le devis mais quasiment jamais dans le cas inverse (coûts effectif inférieur au devis). TEARA demande à ce que le remboursement d'un trop payé par le demandeur soit systématique à partir d'un certain seuil.

#### **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 ?

**TEARA** est favorable à l'application de la maîtrise d'ouvrage déléguée. Elle devrait permettre d'améliorer les coûts de raccordements et inciter au développement de services de raccordements innovants, en particulier pour la maîtrise des délais et la coordination des interventions.

En préambule, notons que les syndicats d'énergie, dans le cadre de leur mission d'AODE, audient périodiquement les dépenses d'investissement réalisées par Enedis sur leur territoire. Les coûts de raccordement des producteurs et des consommateurs sur les réseaux BT, notamment les devis réalisés par le GRD font partie de ce périmètre. Ils effectuent des analyses approfondies des chantiers de raccordement sous maîtrise d'ouvrage Enedis.

Rappelons que lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, il immobilise les ouvrages au coût réel. Ce coût réel inclut la facture présentée par l'entreprise chargée des travaux ainsi que la valorisation de la main d'œuvre d'Enedis nécessaire au suivi du chantier. Lors de ces audits, les syndicats d'énergie cherchent à reconstituer les coûts des ouvrages réalisés affaire par affaire au niveau de détail le meilleur possible, bien que celui-ci ne soit pas toujours communiqué par le concessionnaire.

Régulièrement, les syndicats constatent une évaluation excessive des coûts de raccordements facturés, et parfois il manque une bonne visibilité des coûts réels des travaux. Ces dépenses étant immobilisées, elles font en principe partie de la base d'actif rémunérée. Le GRD est donc incité au transfert de dépenses vers les Capex, de cette manière. Aussi, pour ce qui concerne les coûts de raccordement des clients, la plus forte vigilance du régulateur est souhaitable, l'ouverture à la concurrence de la maîtrise d'ouvrage déléguée est de nature à améliorer la performance de ces investissements et le coût pour les utilisateurs.

Plusieurs pays en Europe ont eu une démarche d'ouverture à la concurrence plus ou moins effective. En Angleterre, en particulier, cette ouverture à la concurrence existe depuis longtemps (années 2000). Le client peut choisir un opérateur alternatif qui pourra exécuter certains travaux ("contestable work"), qui est désigné comme un « independent distribution network operator (IDNO) » ou un « independent connection provider (ICP) ».

Cette expérience très structurée devrait être une source importante pour la définition de l'encadrement et la structuration des procédures.

Notamment, la profession (energy network association) a mis en place un code de pratiques pour cette concurrence. Il comprend notamment les procédures d'échanges de données entre le fournisseur du raccordement et le GRD, pour déterminer le point de raccordement, sa validation, les accréditations et

autorisations à prévoir entre l'ICP et le GRD, les inspections et vérifications, le processus légal à respecter, les règles de reporting et de règlement des litiges.

Le régulateur a mis de son côté différents outils en place, notamment un code régissant la mise en concurrence, comprenant par exemple une définition précise des travaux et actes en concurrence et en monopole (voir tableau ci-dessous).

Il a également mis en place un test de respect de la concurrence ('competition test assessment process'), publié, vérifiant si les règles sont bien appliquées par les GRD et que la concurrence est bien réelle.

Activity	Contestable	Non-contestable
Determine point of connection to distribution system		x
Design of extension assets	x	
Design of upstream reinforcement works associated with new connections		x
Design of diversionary works associated with new connections	x	
Design approval		x
Plant and materials for own works		x
Procure materials for own works	x	
Land rights negotiations with third party landowners	x	
Produce wayleave/easement documentation and enter into agreements with third party landowners		x
Trench, excavation and duct installation – on site	x	
Trench, excavation and duct installation – public highways	x	
Construction of substation buildings and other civil works – on site	x	
Cable laying for own works	x	
Substation plant installation for own works	x	
Excavation for jointing bay – on site	x	
Excavation for own works jointing bay – public highways	x	
Jointing (dead) cables within extension assets	x	
Jointing (live) to connect contestable works to distribution system (closed joints)		x
Live LV jointing on newly adopted extension assets*	x	
Reinforcement/diversionary works on the existing distribution system		x
Quality assurance inspections		x
Testing of extension assets installed by ICPs	x	
Commissioning and connection of extension assets to the distribution system		x
Recording of installed assets	x	
Operations, repairs and maintenance		x

**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 ?

La consultation soulève, selon les AODE, un sujet de fond qui est lié à l'application de la loi SRU-UH, tout en étant conscients que les points soulevés posent des questions réglementaires que la CRE n'est pas appelée à considérer dans la présente consultation : il est important revoir la définition de l'extension dans les zones déjà desservies. En effet la notion de l'extension ou création d'un réseau en parallèle ou complément d'un réseau existant est assez différente entre une zone rurale et une zone dense. L'intention première de la mise à la charge des extensions à la collectivité en charge de l'urbanisme (CCU) était de limiter l'étalement urbain et de pousser les collectivités à assumer les coûts éventuellement associés.

Dans la pratique, trois grandes limites à cette vision théorique sont observées :

(i) la collectivité n'avait jusqu'à présent aucun moyen d'anticiper les coûts d'extension et subissait donc l'effet de la loi plus que ne pouvait l'intégrer dans les critères de décision d'ouverture à l'urbanisation ;

(ii) l'interprétation d'Enedis pour les solutions techniques de référence et pour les extensions est contestée fréquemment (et contestable selon les AODE de TEARA), le décret et la loi n'étant par ailleurs pas suffisamment explicites ;

(iii) la « densification » de réseaux sur des zones déjà urbanisées et des parcelles déjà viabilisées est considérée fréquemment comme une extension – les AODE considèrent au contraire que cela constitue des renforcements et restructurations du réseau existant, offrant des possibilités à l'ensemble des utilisateurs (nouveaux ou existants). S'il est pertinent de faire porter à la CCU la viabilisation de nouveaux secteurs, limitant l'effet de « seuil » pour un nouvel utilisateur du réseau et mutualisant ces coûts, il n'est pas équitable que des porteurs de projets se substituent au gestionnaire de réseau lors de la création ou au renouvellement des nouveaux ouvrages qui peuvent être initiés par le concessionnaire dans son schéma d'investissement.