

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

Au cours des dix dernières années, Enedis a démontré au travers des différents projets de transformation d'entreprise mis en œuvre et de la maîtrise de la conduite de ses activités de développement, de maintenance et d'exploitation des réseaux de distribution sa capacité à s'adapter à des contextes évolutifs ainsi que sa performance en tant que gestionnaire de réseau efficace et moderne.

L'entreprise s'est aussi fortement investie dans le domaine de la satisfaction des clients avec par exemple la création d'une direction Clients, le développement des portails clients/fournisseurs, le développement des questionnaires de satisfaction, la mise à disposition de données, une exigence accrue en matière de réactivité.

Elle a répondu à la forte augmentation des activités de raccordement du fait de l'arrivée importante d'énergie renouvelable sur les réseaux. Elle a continué à développer le réseau tout en travaillant à sa modernisation comme en atteste l'amélioration des indicateurs de la qualité d'alimentation. Le renouvellement du parc de comptage du marché d'affaires a également été réalisé et celui du marché de masse est bien engagé.

Pour accompagner ces transformations, des efforts importants sont réalisés pour adapter les systèmes d'informations.

Ainsi, au global, sur la période les investissements (hors Linky) d'Enedis ont augmenté de près de 50%.

Malgré cette forte croissance, la progression du tarif est restée limitée en raison de la maîtrise des charges d'exploitation, fruit des programmes d'efficacité et de réorganisation engagés par Enedis sur la période.

Enedis partage donc le constat positif de la CRE quant à la performance délivrée sur les 10 dernières années dans le cadre de la régulation élaborée par la CRE.

Pour autant, Enedis a déjà fait part de son souhait d'une évolution du modèle actuel sur différents points :

1 - Enedis préconise un modèle de rémunération du capital fondé sur la rémunération d'une base d'actifs régulée au coût moyen pondéré du capital selon les standards européens. Un tel modèle apporterait de la visibilité au marché et contribuerait largement à l'harmonisation des différents cadres tarifaires mis en œuvre par la CRE.

2- En matière de régulation incitative, Enedis estime que celle-ci, pour être efficace, doit concerner des objets réellement maîtrisables par les opérateurs. Elle doit reposer sur des leviers de performance déclinables au niveau managérial et prendre la forme de dispositifs pertinents et adaptés aux processus opérationnels. Dans un esprit d'équité, les objectifs associés à ces dispositifs doivent être raisonnablement atteignables et dimensionnés aux enjeux clients. De plus, les incitations associées ont vocation à être symétriques, supportables, et d'un niveau adapté au regard notamment des efforts à fournir pour atteindre les objectifs. Enedis considère qu'à cet égard la régulation incitative mise en place par la CRE au cours des différentes périodes tarifaires n'a pas toujours répondu à ces caractéristiques.

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

Enedis partage globalement les enjeux identifiés par la CRE et est en phase sur la nécessité de garantir l'efficacité des investissements. Il faudra cependant rester vigilant à conserver une régulation favorable à l'investissement dans les réseaux.

L'encouragement à l'innovation est effectivement essentiel, car elle permettra d'optimiser l'impact financier de la transition environnementale mais aussi d'apporter les services attendus par les clients, les collectivités dont les métropoles et les acteurs de marché.

De façon générale, il est important qu'Enedis puisse s'adapter en permanence, à travers un droit à l'innovation et à l'expérimentation dont le financement doit être assuré par le cadre de régulation.

Enfin, parmi les grands enjeux de la période à venir, Enedis identifie l'intensification des demandes de raccordement qui devraient évoluer fortement avec la mise en œuvre de la PPE (développement de la mobilité électrique et de la production décentralisée). Cette intensification devra notamment être prise en compte lors de la définition et la fixation du niveau du TURPE et du cadre de régulation.

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

Enedis est favorable au maintien d'une durée de quatre ans pour le prochain TURPE HTA-BT. En effet, la période de régulation doit être suffisamment longue pour donner de la visibilité aux acteurs de marché et aux opérateurs, tout en laissant le temps aux incitations de produire leurs effets et en permettant d'avoir du recul sur l'application des nouveaux dispositifs mis en place lors de la période tarifaire précédente. De plus, la visibilité sur les dépenses à engager au-delà de 4 ans est très faible et ne permet pas de proposer des trajectoires prévisionnelles suffisamment robustes.

Enfin, compte tenu des risques législatifs et réglementaires qui pèsent sur le distributeur, Enedis considère qu'un mécanisme permettant de prendre en compte les évolutions significatives survenant en cours de période est essentiel. La clause de rendez-vous proposée dans le TURPE 5 répond à cette problématique. Elle doit donc être pérennisée mais doit être clarifiée quant à ses modalités d'activation. Par exemple, afin que cette disposition soit pleinement applicable Enedis propose de l'élargir à l'ensemble de la période tarifaire de façon rétroactive, là où le mécanisme actuel ne peut concerner que les deux dernières années de la période tarifaire.

Question 4 : Etes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ? Cela présente-t-il un intérêt pour améliorer le fonctionnement du marché ?

Enedis n'est pas favorable à la publication de prévisions indicatives du niveau du tarif au-delà de la période tarifaire en cours. En effet une telle approche n'est pertinente que dans la mesure où elle permettrait effectivement de donner une meilleure visibilité aux acteurs de marché. Or, différents arguments militent en défaveur de cette hypothèse :

- Les charges à tarifier (CNE, taux de rémunération du capital, productivité...) sont challengées par la CRE à l'occasion de l'établissement d'un nouveau tarif. Elles ne sont donc connues qu'en fin de période tarifaire pour la période suivante.

- Le montant du CRCP de fin de période et le niveau du facteur K cumulé sont largement tributaires du climat et du prix d'achat des pertes de la dernière année de la période tarifaire en cours. Ils sont par construction imprévisibles et peuvent prendre des valeurs significatives qui devront être apurées.

Ces différents éléments font que l'information établie à partir de prévisions sur des horizons excédant la période tarifaire en cours pourrait s'avérer erronée et donnerait alors des signaux déformés sur les évolutions ultérieures des tarifs.

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

Enedis est favorable aux principes du mécanisme du CRCP proposés qui sont similaires à ceux mis en œuvre dans le cadre du TURPE 5, mais souhaiterait une mise en œuvre de l'indexation au 1er juillet de chaque année afin de prendre en compte les contraintes opérationnelles associées à la période des congés d'été.

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

Enedis est favorable au principe envisagé par la CRE.

La prise en compte anticipée de l'indexation du TURPE HTB permettra de limiter l'alimentation du CRCP.

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

La régulation incitative sur les charges d'exploitation est un mécanisme répandu en Europe et en France depuis plusieurs périodes tarifaires. Enedis considère ce mécanisme comme vertueux lorsqu'il est justement proportionné, c'est-à-dire lorsqu'il repose sur une hypothèse de productivité implicite raisonnable et socialement soutenable. Il donne alors de la visibilité à l'entreprise pour conduire son programme de gains de productivité, et permet à la collectivité de bénéficier des efforts accomplis.

Nous rappelons à ce stade que l'objectif de productivité a un sens économique à périmètre d'activité équivalent.

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

Enedis est favorable à la reconduction de ce mécanisme moyennant certaines adaptations.

Concernant spécifiquement les SI, les transformations d'ampleur attendues du distributeur, et donc de son SI, nécessitent des projets aux trajectoires d'investissements pluriannuelles. L'émergence de ces transformations est non maîtrisable par Enedis, et ces transformations sont elles-mêmes soumises à des aléas inévitables, notamment dans un contexte d'évolution des usages impactant les réseaux, et les systèmes d'information nécessaires à leur exploitation.

Dans ce cadre, Enedis est favorable à la reconduction du dispositif mis en œuvre en TURPE 5 permettant d'exclure certains projets du mécanisme de régulation incitative, notamment ceux :

- Soumis à des risques exogènes importants dont l'émergence est non maîtrisable par Enedis
- Porteurs d'une dimension stratégique pour le service public
- Permettant de renforcer l'indépendance et la neutralité du distributeur

Dans ce contexte, Enedis propose **une liste de thématiques non exhaustive, déclinable en projets SI dits « hors socle », dont les charges d'investissement et d'exploitation seraient exclues du cadre de la régulation incitative :**

- La cyber-sécurité et le renforcement des SI nécessaires aux exigences liées aux OSE (Opérateurs de Services Essentiels)
- Les services de publication de données avec des bénéfices attendus pour les consommateurs, les producteurs, les fournisseurs, les opérateurs de flexibilité et aussi au service du développement des territoires
- La numérisation (digitalisation) du réseau électrique et de ses organes de pilotage
- Les évolutions réglementaires impactant profondément le système d'information d'Enedis
- La mise en œuvre et l'industrialisation des smart-grids et de la mobilité électrique
- La refonte des SI Corporate

Il est important pour Enedis, de maintenir au CRCP, les charges de capital de ces projets, et d'y intégrer également les charges d'exploitation associées.

Enfin, dans l'optique d'améliorer la visibilité et la transparence des investissements SI d'Enedis, les ajustements de trajectoires et les évolutions de la liste de thématiques « hors socle » qui en découleraient pourraient être revues de manière régulière, en cours d'exercice tarifaire, via une clause de rendez-vous spécifique aux systèmes d'information.

Concernant le périmètre immobilier, cette régulation ne peut pas s'appliquer à toutes les opérations d'investissement. Ainsi, celles relatives à la construction ou la rénovation de centres de formation, de sites de stockage de matériels, ou de sites tertiaires de taille significative pourraient, au cas par cas et selon des modalités à définir, faire l'objet d'une régulation adaptée.

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

S'il est légitime qu'Enedis en tant que gestionnaire de réseau porte les risques industriels inhérents à son activité, le CRCP doit toutefois prémunir l'entreprise du risque lié aux écarts, sur des postes de recettes et de charges de nature non totalement maîtrisables et prévisibles, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour l'élaboration du tarif.

Il convient pour ce faire de prévoir un plafonnement des incitations, comme cela existe dans Turpe 5, qui soit en rapport à la capacité de l'opérateur à maîtriser le risque et à prévoir le niveau de charge associé au poste.

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

Enedis est favorable à la prise en compte de l'impact des variations de volumes d'énergie acheminée dans le calcul du facteur d'apurement du CRCP, Enedis ne disposant d'aucun levier pour maîtriser ce poste.

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

Enedis rappelle la difficulté, pour les gestionnaires de réseau, de prévoir de façon précise le niveau d'investissement à 4 ans, en particulier pour ce qui concerne les raccordements et les renforcements induits dans un contexte de fortes évolutions liées à la transition énergétique (ENR, IRVE, ...).

Par ailleurs, les investissements sur le réseau de distribution sont constitués essentiellement de nombreuses petites opérations. La régulation sur les coûts unitaires des branchements et des canalisations introduit un contrôle d'efficacité de ces investissements.

La prise en compte des charges de capital dans le CRCP, associée à la régulation incitative des coûts unitaires, est donc bien adaptée à la typologie des investissements d'Enedis.

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

Les pertes électriques d'Enedis représentent environ 24 TWh par an et 13% des charges annuelles d'Enedis hors péage RTE. La couverture des pertes par Enedis constitue donc un enjeu financier important avec un poids significatif dans les charges de l'opérateur.

Les pertes du réseau de distribution sont composées de pertes techniques et de pertes non techniques. Ces pertes non techniques sont liées notamment à des biais de comptage mais aussi à des fraudes.

Enedis met en œuvre différents leviers pour réduire le coût des pertes :

- Au travers des investissements sur le réseau (optimisation de la section des canalisations électriques, acquisition de transformateurs à pertes réduites...)
- En déployant des moyens de lutte contre les pertes non techniques
- Au travers de la mise en œuvre d'une stratégie d'achat à risque minimum, visant à obtenir le meilleur prix sur le marché et moyennant, le cas échéant, le recours aux droits ARENH.

Toutefois, un certain nombre d'aléas pour l'essentiel exogènes pèsent sur le coût des pertes d'Enedis et le rendent structurellement imprévisibles

- Des aléas prix :
 - o Enedis achète dans des conditions transparentes et non discriminatoires sur les marchés et donc est exposé aux fluctuations des prix.
- Des aléas volume :
 - o les pertes constituent le poste le plus thermosensible du bilan électrique du distributeur. Leur volume peut varier de +/- 2 TWh selon le climat observé.
 - o Les pertes dépendent de l'équilibre local entre production ENRs et consommations ; les situations météorologiques très variées (ex : fort/faible vent, fort/faible ensoleillement en période de pointe de consommation) induisent une instabilité du niveau de pertes.

En TURPE6 vient s'ajouter une incertitude supplémentaire sur l'évolution du niveau des pertes puisque le déploiement de Linky devrait permettre de faire évoluer les processus écart et recotemp au bénéfice d'une allocation plus précise des énergies entre responsables d'équilibre.

En raison de cette forte incertitude sur les volumes, il apparaît à Enedis que pour TURPE 6, la régulation sur les pertes ne peut concerner que leur prix de sourcing, sous la forme d'une incitation à respecter un modèle de prix répliquable.

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

Enedis est globalement satisfaite du périmètre du CRCP défini pour Turpe 5 qui comprend notamment comme « autres postes de charges » le FPE, les impayés clients, la rémunération fournisseurs, les contributions.

Toutefois, elle considère que les charges d'exploitation associées aux projets de développement des systèmes d'informations initiés en cours de période tarifaire résultant d'évolutions du marché, par souci de symétrie avec les charges de capital de ces investissements, devraient être intégrées au CRCP.

De même, les charges correspondant aux créances irrécouvrables vis à vis des fournisseurs devraient être intégrées au CRCP.

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

Le cadre de régulation est différent selon les opérateurs.

La régulation des investissements proposée par la CRE pour Enedis qui consiste à maintenir les charges de capital réseau au CRCP moyennant une régulation incitative basée sur les coûts unitaires de certains ouvrages, une régulation de type Totex pour les charges de capital hors réseau et des modalités de régulation spécifiques pour les projets de grande ampleur (exemple Linky) convient à Enedis sous les conditions suivantes :

- Que le périmètre des coûts unitaires exclue les constructions d'ouvrages par nature peu fréquentes ou très hétérogènes
- Que le périmètre de régulation en Totex prenne en compte le caractère non prévisible et/ou non maîtrisable de certaines charges SI ainsi que les conséquences sur les charges à couvrir de la cyclicité de long terme de certains investissements immobiliers (grands projets)

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

Pour Enedis, la proposition de la CRE consistant en une majoration de la durée de vie comptable des actifs ne semble pas adaptée pour assurer une rémunération au titre du capital des actifs amortis.

En effet, la durée de vie comptable correspond à une durée moyenne et non pas à la durée maximale d'exploitation.

En pratique, il est normal qu'une partie des ouvrages soit démolie avant qu'elle n'atteigne la durée de vie théorique dès lors que certains restent exploités au-delà.

Augmenter la durée d'amortissement doit être justifié comptablement. Dans ce cadre, Enedis réinterroge périodiquement la durée de vie retenue.

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

Cette question conduit, dans le cas d'Enedis, à réinterroger plus globalement le modèle de rémunération des charges de capital, chantier qu'Enedis propose d'ouvrir dès 2019.

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

Dans le cadre de la méthode de rémunération retenue par la CRE pour Enedis depuis TURPE 4, la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs, telle qu'envisagée par la CRE, ne ferait qu'ajouter de la complexité à un modèle de rémunération qui en présente déjà suffisamment.

En tout état de cause, la méthode de rémunération actuelle d'Enedis étant quasi insensible au taux sans risque, une différenciation des taux de rémunération prenant en compte l'évolution des taux sans risque n'aurait que très peu d'effets.

Pour la distribution d'électricité et à méthode de rémunération inchangée, Enedis est donc opposée à une telle évolution.

A contrario, si la CRE faisait évoluer la méthode de rémunération d'Enedis vers celle qu'elle retient pour les autres opérateurs, à savoir une méthode de type « BAR x CMPC », la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pourrait éventuellement avoir un sens, sous réserve qu'elle s'applique, pour avoir un réel effet, sur une période glissante supérieure à 4 ans.

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

Pour Enedis, le retour d'expérience de la mise en place d'une régulation sur les coûts unitaires des travaux de réseaux est positif : le dispositif est intégré aux indicateurs de performance des unités Enedis et il est cohérent avec le barème de raccordement. Cette régulation constitue un bon levier de performance interne et d'incitation.

Enedis partage l'analyse de la CRE, et considère qu'il est encore trop tôt pour faire évoluer cette régulation. Enedis souhaite que le dispositif soit maintenu à l'identique moyennant l'actualisation des coefficients du modèle de coût.

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

Enedis n'a pas de remarques sur la définition proposée par la CRE des coûts échoués.

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

Enedis n'est pas favorable aux principes que la CRE propose et souhaite que les coûts échoués, notamment liés à la sortie d'actifs de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, soient maintenus au CRCP. En effet, ces coûts sont largement non maîtrisables, dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages suite à des aléas climatiques.

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

Enedis est favorable, sur le principe, à la couverture par le tarif des frais d'études sans suite.

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

D'un point de vue économique, les IEC doivent être rémunérées au CMPC.

Si l'on pouvait toutefois présumer que la CRE souhaite rémunérer les IEC au coût de la dette plutôt qu'au CMPC par souci de cohérence avec ce qu'elle pratique déjà pour RTE, il est par contre incompréhensible qu'elle envisage de limiter cette rémunération aux seuls investissements à cycle long.

Il est en effet incontestable que même le plus efficace des gestionnaires de réseau ne peut construire de manière instantanée un ouvrage et ce indépendamment du type d'investissement considéré (cycle long ou non). Enedis est donc obligé de mobiliser à tout instant des capitaux dans l'unique but d'assurer le financement des actifs en construction, quelle que soit la durée de cette construction, alors même que les coûts liés à cette immobilisation de capital ne lui sont à ce jour pas couverts par le tarif malgré les dispositions du 1^{er} alinéa de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Enedis demande donc que l'intégralité des IEC soit rémunérée au CMPC et, à défaut, a minima au coût de la dette.

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

Enedis est favorable au maintien du dispositif actuel qui présente des avantages d'efficacité et de pragmatisme.

Ce dispositif permet aujourd'hui de faire évoluer les charges d'exploitation affectées à la R&D d'une année sur l'autre dans l'enveloppe globale allouée sur la période tarifaire. Des ajustements de programme sont également mis en œuvre dans le cadre d'arbitrages des priorités entre objets de recherche en respectant le cadrage budgétaire. Une possibilité de révision des montants au bout de deux ans, en milieu de période tarifaire, apporterait une souplesse supplémentaire.

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

Les dépenses d'investissements sur les smart grids génèrent des charges de capital prises en compte dans le CRCP (cf question 11). Enedis est favorable au maintien d'un guichet smart grids pour les dépenses d'exploitation. Enedis souhaiterait néanmoins que le seuil en soit abaissé pour mieux tenir compte de la réalité des projets smart grids du distributeur, composés d'opérations de montant unitaire limité. Les dispositions de mise en œuvre du mécanisme devront être suffisamment simples pour ne pas entraver son développement.

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

Enedis est favorable aux objectifs de transparence sur la stratégie et les résultats en matière de R&D et innovation soulignés par la CRE. **Toutefois Enedis rappelle que la transparence des programmes et résultats de R&D doit rester compatible avec les impératifs de protection de la propriété intellectuelle des opérateurs et de leurs partenaires.**

Les modalités retenues ne doivent toutefois pas occulter la complexité du pilotage de ce domaine : il convient de conserver la souplesse et l'agilité indispensables à l'innovation pour engager rapidement de nouveaux travaux et les suspendre lorsque les pistes n'apportent pas les résultats escomptés. De plus, certains travaux amont ne se prêtent pas à un calcul annuel de KPI et, par nature, l'innovation ne peut pas conduire à s'engager sur un résultat. Un dispositif trop administré risquerait de limiter les prises de risques et de nuire à l'innovation. Le dispositif doit aussi tenir compte du développement de démarches de type « Open Innovation ».

Enedis souligne que les démonstrateurs, bénéficiant de subventions publiques, font déjà l'objet d'un retour d'expérience disponible pour l'externe.

Près du tiers de la recherche d'Enedis est mené dans le cadre de projets européens et de démonstrateurs français avec de multiples partenaires, industriels, acteurs du marché, grands groupes, PME, laboratoires... La définition des travaux menés dans ce cadre se fait avec ces partenaires.

Enfin, Enedis contribue activement aux travaux du Conseil Scientifique de Think SmartGrids (qui réunit l'ensemble des acteurs français de la filière), du Comité Technique de CIREN (forum international qui réunit les acteurs de la distribution d'électricité), du Comité Technologie d'E.DSO, du groupe de travail Technology d'Eurelectric, de l'ISGAN (Agence Internationale de l'Energie), du groupe de travail Stratégie Nationale de Recherche sur l'Energie de l'ANRT... qui sont autant de lieux de partage des priorités de recherche en matière de réseaux de distribution.

C'est pourquoi une consultation portant sur la définition des travaux de recherche visant à améliorer la performance industrielle d'Enedis ne semble pas susceptible d'apporter la valeur attendue. Pour autant, une consultation sur les évolutions attendues pour favoriser les innovations par les acteurs du système est pleinement justifiée (voir question 29).

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

Enedis partage l'analyse de la CRE.

Enedis s'est d'ailleurs résolument engagée depuis plusieurs années dans une démarche d'écoute client et d'enrichissement de ses services proposés aux acteurs de marché, en devenant notamment dès 2015 le premier distributeur européen à publier en Open Data des données énergétiques.

Cette ouverture répond à une volonté d'améliorer la transparence de nos activités, de valoriser les données Enedis comme données de référence du système électrique et de susciter la création de services innovants pour la réussite de la transition énergétique.

Plus de 50 jeux de données regroupés en 5 thématiques (Energie, Environnement, Infrastructures, Marchés, Exploitation) sont à ce jour publiés en Open Data, à des mailles géographiques de plus en plus fines, pouvant aller jusqu'à l'IRIS pour les bilans de consommation et de production. En plus des exports sous différents formats (excel, CSV, Json), les données sont mises à disposition via des API pour les spécialistes de la donnée et de datavisualisations et représentations graphiques pédagogiques qui facilitent leur prise en main et leur analyse. Ces données sont accessibles à partir de deux points d'entrée : le site institutionnel Enedis, www.enedis.fr/open-data et la plateforme qui héberge les données <https://data.enedis.fr>.

Dans le cadre de son programme de R&D, Enedis travaille pour aller encore plus loin, et en particulier à la mise au point d'algorithmes avancés (réseaux de neurones ou apprentissage profond) permettant de simuler des données fines de consommation individuelles (données à plus forte valeur), sans risque de divulgation de données à caractère personnel ou d'informations commercialement sensibles. Ces travaux ont par exemple alimenté en données le datathon « Energie et mobilité » organisé du 15 au 17 mars par la CRE et l'ARAFER, et s'inscrivent en conséquence pleinement dans l'objectif de facilitation de l'innovation des acteurs de marché.

Enedis reste enfin à l'écoute des acteurs de marché et de leurs attentes à travers les différentes instances de concertation déjà en place : CGP, GT procédures, GT SIED, GT Recoflux, CSF, COST (nouveau comité en cours de création et destiné aux tiers), CASE.

Les acteurs sont également consultés à travers des enquêtes comme l'Enquête RE et acteurs de marché, qui a lieu environ tous les deux ans sur la perception qu'ont les acteurs de la situation actuelle du marché de l'électricité ainsi que les évolutions qu'ils y projettent, l'évaluation de leur degré de satisfaction et les améliorations attendues.

Dans ce contexte, Enedis est favorable à une concertation sur le sujet « l'opérateur de réseau au service des acteurs de marché » qui peut naturellement trouver sa place dans les instances de concertation existantes.

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

Enedis est favorable à la démarche envisagée par la CRE d'interroger les acteurs de marché sur les thématiques prioritaires vu d'eux en matière de qualité de service et d'alimentation.

Enedis propose les thématiques suivantes définies autour des activités de base d'un distributeur :

Service aux clients

Maintenir un niveau élevé de qualité d'alimentation. Cette thématique est durable et essentielle pour Enedis.

Assurer que le déploiement des compteurs communicants rend les services attendus

- Simplification pour le client de la gestion de son contrat (relève, changement de tarif, de puissance....)
- Appropriation des fonctionnalités offertes par le compteur

Réaliser les raccordements clients et producteurs dans des délais satisfaisants

Conserver une relation client de qualité

Avec le déploiement des compteurs Linky, les Centres d'appels dépannage (CAD) seront les principaux points de contacts avec les clients.

La qualité de la relation client pourrait être définie à partir d'indicateurs basés sur les délais de réponses de ces centres.

Assurer des délais et une qualité des réponses aux réclamations – saisines satisfaisante.

Enedis doit apporter le meilleur service possible en termes de délai et de qualité de réponse à ces réclamations car celles-ci influent directement sur l'activité des fournisseurs et sur la satisfaction de leurs clients.

Cette thématique pourrait être appréciée au travers des délais de réponses.

Services aux fournisseurs

Afin que les fournisseurs puissent répondre à l'ensemble des attentes de leurs clients, ils doivent pouvoir accéder aux informations et services des distributeurs avec une fiabilité optimale ; le distributeur doit respecter les engagements pris avec son assentiment pour son compte par le fournisseur. La gestion des contrats doit être réalisée dans le respect des délais convenus.

Services aux tiers

Assurer une fourniture de données de qualité

Contribuer à un environnement favorable à l'innovation des tiers

Question 30 (deuxième partie) : Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?

Enedis partage la priorité d'améliorer les délais de raccordement. Les indicateurs retenus pour une régulation doivent cependant pouvoir être maîtrisés par Enedis.

En matière de raccordement et de délais associés, il est nécessaire de préciser que le processus de raccordement se compose de diverses phases dont certaines dépendent du demandeur du raccordement (travaux à réaliser par le client, consuel, choix d'un fournisseur d'électricité), de la collectivité en charge de l'urbanisme (permis de construire), de la collectivité en charge du règlement de la voirie (autorisation de faire des travaux)....et enfin, d'Enedis.

Enedis observe que depuis 10 ans les procédures administratives se complexifient, augmentant de facto les délais d'un raccordement. Cinq codes juridiques sont applicables : code de l'énergie et code de la voirie routière pour les règlements de voirie et les arrêtés concernant les travaux, mais aussi le code de l'urbanisme pour la loi SRU-UH et l'implication des collectivités dans le processus et le financement, le code de l'environnement pour la réglementation anti endommagement, et le code du travail pour l'amiante.

Certaines de ces procédures administratives pourraient être simplifiées et Enedis a fait plusieurs propositions à l'administration d'évolutions réglementaires qui pourraient réduire le délai de raccordement. Enedis souhaite qu'un travail impliquant les diverses parties (CRE, DGT, DGEC, ...) soit engagé pour partager ce diagnostic et faire évoluer la réglementation pour réduire le délai global d'un raccordement.

Enedis a par ailleurs le souci de moderniser en permanence le processus de raccordement : évolution du portail client, offres de de raccordement intelligentes, déploiement des moyens de paiement en ligne pour tous types de client... Enedis rappelle qu'en 2018 près de 350 000 raccordements ont été réalisés et 2.2 GW de centrales de productions éoliennes et photovoltaïques ont été raccordés.

Enedis constate une amélioration du taux de satisfaction des clients à l'issue des enquêtes réalisées après raccordement. D'ailleurs, les deux indicateurs maîtrisables retenus au titre de la régulation incitative TURPE 5 s'améliorent.

Enedis est également favorable à ce qu'un indicateur traduisant le niveau de satisfaction des clients sur le domaine raccordement soit suivi pour la période TURPE 6.

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

Enedis partage l'analyse de la CRE qui considère que la mise en œuvre d'une régulation sur la base d'indicateurs locaux n'est pas adaptée : le tarif d'accès au réseau repose sur un principe de péréquation et est national ; il doit être accompagné d'une régulation nationale. Les cahiers des charges de concession induisent par ailleurs un dialogue local sur la qualité de fourniture et de service avec les autorités concédantes et de nombreux indicateurs sont fournis aux autorités concédantes et à diverses occasions et notamment de manière annuelle à l'occasion de la présentation des CRAC (compte rendu annuel de concession).

Enedis considère que le décret qualité ¹ est un dispositif adapté à la détection et à l'amélioration de la situation des clients les plus mal alimentés au sein d'un département. Les résultats annuels de ce dispositif réglementaire font l'objet d'échange et de plan d'action avec les autorités concédantes. Enedis publie sur son site en « open data » les résultats relatifs au suivi de ce dispositif réglementaire.

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

Enedis comprend que dans le contexte de transition énergétique actuelle la CRE envisage d'introduire un ou plusieurs indicateurs environnementaux liés aux activités des entreprises d'infrastructure.

Au titre de ses engagements RSE, Enedis suit chaque année un certain nombre d'indicateurs environnementaux dont la plupart sont issus de l'ex loi Grenelle II en matière de reporting extra-financier. Ces indicateurs sont à même d'inciter, sur la durée, les opérateurs à améliorer leur efficience en matière d'impact environnemental.

Pour autant ils restent volatiles et relativement peu pilotables sur le court terme. C'est pourquoi Enedis n'est pas favorable à une incitation basée sur des indicateurs de cette nature.

¹ Arrêté du 24 décembre 2007 modifié pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif « aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité »

