

## Réponse d'ENGIE à la consultation publique de la CRE du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

### Synthèse de la réponse d'ENGIE

En préambule, ENGIE souhaite remercier la CRE pour l'organisation de cette consultation publique.

D'emblée, ENGIE souhaite souligner que la régulation incitative mise en œuvre par la CRE a produit, pour ce qui concerne les prestations de base, des effets positifs et satisfaisants pour les consommateurs finals mais qu'il convient toutefois de poursuivre et d'intensifier.

L'incitation des opérateurs doit désormais s'étendre à l'ensemble des défis inhérents à l'évolution des systèmes énergétiques à l'œuvre dans le contexte actuel de transition énergétique et technologique concrétisé par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Notamment, dans un contexte de digitalisation croissante de l'économie et des usages, l'accès aux données des opérateurs d'infrastructures devient crucial pour assurer la satisfaction des consommateurs finals et pour adresser de manière adéquate les possibilités offertes par les nouvelles technologies.

Pour ENGIE, les principes guidant la régulation incitative doivent ainsi s'attacher, dès les prochaines échéances tarifaires (TURPE 6 en 2021) et dans la droite ligne du cadre européen en cours d'évolution, à favoriser l'innovation du marché afin de maintenir un contrôle des coûts futurs.

Notamment, du fait du risque de maîtrise insuffisante de la pointe porté par le projet de PPE qui tend à une électrification massive des usages, aggravé par les effets de la future réglementation environnementale 2020 qui tend à exclure le gaz de la construction neuve, les infrastructures électriques – et notamment les réseaux – pourraient être davantage sollicitées. Elles pourraient ainsi, lorsque cela est économiquement préférable à des investissements de réseaux, profiter des moyens de flexibilité que le marché peut offrir.

Le cadre de régulation actuel doit ainsi évoluer vers un cadre durable et incitant au recours à l'innovation. A ce titre, ENGIE souhaite que la CRE mette en place une méthode tarifaire de type « TOTEX », qui incite les gestionnaires de réseaux à choisir la solution la plus économique entre renforcement des réseaux et recours à des services de flexibilité, en rendant leur rémunération indépendante de leur choix.

Par ailleurs, ENGIE souhaite la mise en œuvre de « bacs à sable », afin d'anticiper les évolutions majeures du secteur énergétique, en levant momentanément certaines contraintes réglementaires, le temps de tester des offres ou des technologies.

De manière générale, la régulation tarifaire des infrastructures doit s'attacher à offrir toujours plus de visibilité aux acteurs de marché et à s'assurer de l'optimisation des coûts, notamment au travers d'un couplage performant des systèmes électrique et gazier, au bénéfice du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des entreprises.

ENGIE suggère dans la présente réponse des solutions à ces diverses problématiques.

### Q1 : Partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ?

ENGIE partage le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE.

ENGIE relève toutefois que, malgré la bonne collaboration entre la CRE et les acteurs de marché, certains tarifs ont connu sur la période 2009-2018 une hausse importante (entre 15% et 40% selon les tarifs, soit bien plus que l'inflation, cantonnée à 8%), difficilement prévisible par les acteurs de marché et supportée par les consommateurs finals.

### Q2 : Partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?

ENGIE partage les grands enjeux identifiés par la CRE : la régulation tarifaire doit maintenir un contrôle des coûts futurs, favoriser l'innovation du marché et s'inscrire dans un cadre européen, afin de prendre en compte au mieux l'évolution des systèmes énergétiques sous l'effet de la transition énergétique, concrétisé par la PPE.

De ces enjeux découle la nécessité pour la régulation tarifaire de :

- **permettre l'accès aux données de consommation et d'injection, assuré par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD), et notamment à :**
  - la qualité et le caractère non-discriminatoire de l'accès aux données ;
  - l'adéquation des technologies utilisées par les GRT/GRD avec les pratiques des acteurs des secteurs de la donnée ;
  - la possibilité, pour chaque acteur, d'accéder à des données d'historique anonymisées mais contextualisées et aptes à l'exploitation.
- **répondre aux besoins de flexibilité du système électrique en permettant à des acteurs tiers de participer à l'innovation sur les réseaux**, voire à se substituer aux GRT/GRD lorsqu'ils proposent une alternative économiquement plus efficace qu'un renforcement de réseau (stockage, flexibilité et optimisation locale, *smart grids*, etc.), permettant de substituer des CAPEX par des OPEX.
- **renforcer le couplage des systèmes électrique et gazier (*sector coupling*)**, qui passe par une coordination accrue de la planification des réseaux et des besoins d'investissements, afin de maximiser l'efficacité économique.

### Q3 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ?

Une durée de 4 ans offre la visibilité tarifaire suffisante.

Afin de renforcer cette visibilité, les grilles tarifaires devraient être publiées au moins trois mois avant leur application (au lieu d'un mois pour le TURPE et de deux mois pour l'ATRD, comme actuellement).

Pour le gaz, afin d'atténuer le risque d'instabilité pour ENGIE inhérent à une révision de l'intégralité des tarifs tous les quatre ans, il serait souhaitable de réviser en année N les tarifs de GRTgaz, de Storengy et d'Elengy, et en année N+2 le tarif de GRDF. Ces deux ensembles présentent le double avantage d'une taille presque identique (13 à 14 Mds€ de BAR) et d'une cohérence technique (infrastructures liées au transport et à la haute pression d'une part, et à la distribution d'autre part). ENGIE se tient à la disposition de la CRE pour travailler à la mise en œuvre de ce rythme de régulation.

**Q4 : 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 ?**

ENGIE est favorable à cette proposition, même si elle ne réduit pas le risque de discontinuité tarifaire à l'entrée en vigueur du nouveau tarif.

ENGIE considère qu'il est crucial de disposer d'une visibilité suffisante sur le niveau des tarifs, notamment en vue du moment où les capacités d'acheminement sont mises aux enchères (par exemple avant juillet pour le transport de gaz au titre des années gazières à venir). La 1<sup>ère</sup> année de chaque période tarifaire pose ainsi un problème spécifique de visibilité. Celui-ci serait résolu par l'établissement d'une vision anticipée des tarifs sur une période de 4 années glissante.

Cette vision pourrait être complétée par une mise à jour du fichier de calcul tarifaire CRCP mis à disposition annuellement par la CRE pour le TURPE et l'ATRD.

**Q5 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?**

ENGIE est favorable à ces principes.

**Q6 : 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 ?**

ENGIE est favorable à ce principe.

**Q7 : Etes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?**

ENGIE est favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur, qui permet de s'assurer que les charges d'exploitation couvertes par le tarif correspondent à celles d'un opérateur normalement efficace.

**Q8 : 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 ?**

**L'introduction de flexibilités à l'échelle locale est souhaitable dans un contexte de transition énergétique et de décarbonation des activités économiques.** En conséquence, les réseaux électriques pourraient être davantage sollicités du fait d'un risque de maîtrise insuffisante de la consommation à la pointe si le projet de PPE qui tend à substituer massivement les énergies fossiles par l'électricité se concrétisait, aggravé par les effets de la future RE 2020 qui tend à exclure le gaz de la construction neuve.

La CRE a par ailleurs rappelé que les besoins de flexibilité des gestionnaires de réseaux pourraient augmenter de manière significative dans les prochaines années. Ce sujet est également largement traité au niveau européen, puisqu'il a fait l'objet de nouvelles dispositions dans le cadre du *Clean*

*Energy Package*. Le développement de la flexibilité, lorsqu'elle est économiquement justifiée, constitue ainsi une priorité pour le secteur électrique.

Pour le gaz, les besoins de flexibilité se révèlent moins urgents et pourraient dès lors faire l'objet d'une analyse dans le cadre des discussions du prochain *Gas Package* européen.

Dans ce contexte, ENGIE souhaite que la CRE engage une réflexion sur l'adaptation de sa méthodologie tarifaire concernant les infrastructures électriques afin de permettre le développement de la fourniture de services de flexibilité par les acteurs de marché aux gestionnaires de réseaux.

En électricité, une approche de type « TOTEX » apparaît à ce titre pertinente, en tant qu'elle indifférencie CAPEX et OPEX dans les arbitrages rendus relatifs à la levée des contraintes observées sur les réseaux par les gestionnaires de réseaux. Cette méthode permet d'intégrer les charges, qu'il s'agisse de CAPEX ou d'OPEX, dans un revenu autorisé total dont une partie – en application d'un taux de capitalisation déterminé pour l'exercice tarifaire – est traité comme une BAR rémunérée ; le complément étant, quant à lui, traité comme des OPEX.

La mise en place de cette approche complète des coûts, alignée sur l'esprit de « *cost-effectiveness* » de la directive électricité, permettrait :

- d'arbitrer sans biais entre un renforcement du réseau de transport ou de distribution d'électricité et des alternatives innovantes de flexibilité proposées par le marché, comme le recours à l'effacement ou au stockage pour éliminer les risques de congestion à la pointe ;
- de faciliter la participation des opérateurs tiers pour résoudre les contraintes observées sur les réseaux de distribution et de transport électrique ;
- d'éviter le sous ou surinvestissement dans les réseaux, et donc les coûts échoués, en différant ou supprimant ces investissements de renforcement.

Plusieurs pays européens, comme le Royaume-Uni, offrent d'intéressants retours d'expérience quant à la mise en œuvre d'une telle régulation. La régulation RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), mise en œuvre par l'Ofgem britannique, a ainsi conduit à un rééquilibrage entre les CAPEX et OPEX dans les dépenses des GRD d'électricité. Sur les trois premières années du mécanisme RIIO-ED1 (2015-2018), les dépenses des GRD se situent 6% en dessous de leurs revenus autorisés, ce qui représente des économies totales de 684 M€, le renforcement du réseau constituant l'un des principaux postes d'économies. L'Ofgem estime par ailleurs que les GRD dépenseront 1,3 Mds£ de moins que leurs revenus autorisés sur la totalité de la période (2015-2023).

Le rapport « *Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel* » réalisé pour la consultation de la CRE sur l'ATRD 5 en 2015 démontre que, si tous les mécanismes TOTEX étudiés – dont RIIO – ont permis une réduction des effets de distorsion entre OPEX et CAPEX, des adaptations sont néanmoins nécessaires pour les transposer en France. ENGIE recommande donc d'en reprendre les grands principes, afin de répondre aux déséquilibres actuels du modèle français et de les mettre en œuvre dès le TURPE 6.

Forte des analyses et illustrations jointes dans le document d'accompagnement à la présente réponse, ENGIE se tient à la disposition de la CRE pour participer à sa réflexion.

**Concernant les systèmes d'informations (SI) des gestionnaires d'infrastructures**, dès lors qu'ils permettent la réalisation du service fourni aux utilisateurs du réseau, ENGIE est favorable à ce que les investissements en SI soient couverts par la régulation incitative, sous réserve que soient adoptés les indicateurs de performance nécessaires au contrôle de la qualité de service attendue.

Cette incitation doit viser à accélérer l'adaptation des SI, notamment en termes d'homogénéisation des données mises à disposition entre les gestionnaires d'infrastructures, selon un cycle plus court que celui d'un tarif, pour permettre l'exercice de la concurrence et le développement d'innovations indispensables à la réussite de la transition énergétique.

Parallèlement, cette évolution des SI doit être fortement encadrée par la CRE dans la mesure où elle a pour conséquence l'évolution coûteuse de l'ensemble des SI des utilisateurs de l'infrastructure.

**Q9 : 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 ?**

ENGIE est favorable à cette proposition. Tels qu'ils sont proposés par la CRE, les critères d'éligibilité – partielle ou totale – au CRCP, qui sont fonction du degré de prévisibilité et de maîtrise des coûts par les opérateurs, apparaissent pertinents. Le CRCP permet de minimiser le risque subi par les opérateurs d'infrastructures, tout en évitant de le transférer aux utilisateurs de l'infrastructure.

**Q10 : Etes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?**

ENGIE est favorable à cette proposition.

**Q11 : 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 ?**

ENGIE est favorable au maintien des charges de capital dans le périmètre du CRCP, leur exclusion perturbant la programmation des investissements nécessaires à court ou moyen terme.

Une cohérence avec les règles d'apurement du CRCP doit être recherchée également pour ce type de charge.

**Q12 : Etes-vous favorable au maintien des charges d'énergie/de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?**

ENGIE est favorable à cette proposition dans la mesure où les opérateurs ne peuvent maîtriser que partiellement ces charges, notamment sur les prix (à la différence des volumes).

**Q13 : Que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?**

Les charges de personnel sont maîtrisables par les opérateurs, de sorte qu'elles n'ont pas à relever du CRCP. En revanche, les impôts et autres charges ne sont pas maîtrisables car elles relèvent de facteurs exogènes aux GRT ; dès lors, il pourrait être légitime de les intégrer au CRCP.

**Q14 : Etes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées ?**

ENGIE est globalement favorable au maintien des principes actuels pour les infrastructures gazières et souhaite l'évolution de ce cadre pour les infrastructures d'électricité, selon les propositions d'ENGIE exposées à la question 8.

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de vérifier *a posteriori* l'efficacité d'un investissement.

**Q15 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?**

Les actifs amortis ne générant pas de dépenses de capital, aucune rémunération spécifique n'est à prévoir pour ces postes dans la mesure où les éléments fournis par la CRE ne mentionnent pas de risques non couverts. En effet, les charges d'exploitation relatives à ces actifs, ou les éventuelles charges de capital relatives à leur renouvellement, font l'objet d'une couverture des coûts tel que le prévoient les règles tarifaires.

**Q16 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?**

ENGIE partage la position de la CRE : les subventions d'investissements n'ont aucune vocation à faire l'objet d'une rémunération pour l'investisseur, dans la mesure où ce n'est pas ce dernier qui a engagé les fonds correspondants.

**Q17 : 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 ?**

ENGIE n'est pas favorable à la prise en compte de taux de rémunération différenciés entre « anciens investissements » et nouveaux investissements, car cette mesure n'enverra pas de véritable signal d'investissement. Les plans pluriannuels d'investissements des activités régulées n'étant pas ajustés en « temps réel », il est en effet peu probable qu'une variation des taux de rémunération liée à la prise en compte de paramètres de court-terme ne vienne infléchir les décisions d'investissements.

En conséquence, du fait de son faible impact sur les décisions d'investissements, l'intérêt d'introduire une complexité supplémentaire dans la lisibilité de la rémunération de la BAR des activités régulées resterait limité.

**Q18 : Jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement introduit par les délibérations tarifaires ATRD 5 et TURPE 5 HTA BT?**

ENGIE est favorable au maintien de ce dispositif.

**Q19 : Avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?**

ENGIE accueille favorablement les évolutions envisagées par la CRE, que ce soit sur l'inclusion des projets de renouvellement et de raccordement en électricité dans le périmètre de la régulation incitative

ou sur la réduction de la bande de neutralité à 5 %. En effet, le retour d'expérience montre que le coût réel des projets à leur mise en service est souvent proche de la borne haute de la bande de neutralité actuelle.

Pour l'électricité, ces évolutions pourraient être complétées par la mise en œuvre d'incitations des GRT/GRD :

- au respect et à la réduction des délais de raccordement ;
- à l'innovation dans les méthodes de redéploiement des réseaux ;
- à la projection à moyen terme des solutions innovantes disponibles et à venir et des mutualisations potentielles entre les besoins de sécurisation du réseau, d'amélioration de la qualité de l'énergie et de renouvellement d'un réseau vieillissant.

**Q20 : Avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?**

L'intérêt d'audits aléatoires vaut en cas d'un grand nombre de projets d'investissements. Dès lors que le nombre de projets d'investissements en transport situés en dessous du seuil définissant les grands projets reste limité, le recours à une méthode discrétionnaire pour l'audit des projets en question pourrait être adéquat.

**Q21 : Quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?**

A l'instar des grands projets de transport (cf. question 19), la bande de neutralité pour les projets d'interconnexion pourrait être réduite à 5 %.

Concernant les incitations à l'utilisation des interconnexions, ENGIE s'interroge sur l'application d'une prime ou d'une pénalité fonction des flux réalisés, dans la mesure où ces derniers dépendent principalement des interventions et des décisions des acteurs de marché ; une évolution de ce paramètre mériterait donc d'être étudiée.

Enfin, ENGIE s'interroge sur le maintien d'une prime fixe au titre de la rémunération des investissements d'interconnexion, tant en gaz qu'en électricité.

**Q22 : Etes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?**

ENGIE est favorable à cette définition, sous réserve que :

- que soit élaboré un référentiel concernant la fin de vie évoquée d'un actif, celui-ci pouvant être composé d'éléments à durée de vie différente et parfois réutilisable et ou valorisable.
- que soient exclues de cette définition les charges relatives aux études techniques et démarches amont ne pouvant être immobilisées si le projet concerné ne se réalisait pas du fait d'une cause extérieure et imprévisible.

ENGIE est également favorable à la volonté de la CRE d'étendre l'approche préconisée pour l'ATRT6 aux autres activités régulées.

**Q23 : 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 l'ATRT ?**

ENGIE adhère à la proposition de la CRE de mise en place d'un traitement harmonisé des coûts échoués, que ce soit pour le transport ou la distribution de gaz ou d'électricité. Les deux principes proposés d'analyse au cas par cas et de mise en place de trajectoire tarifaire apparaissent appropriés.

**Q24 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle seuls les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?**

ENGIE partage l'analyse de la CRE sur l'intégration des seuls frais d'étude dans le tarif.

**Q25 : Pour les investissements à cycle long, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC) ?**

ENGIE est favorable à ce que les IEC afférentes à des investissements à cycle long puissent être rémunérées au coût de la dette nominal avant impôt – et non au taux de la BAR – car cela constitue une incitation à la mise en service rapide des ouvrages. Une absence de rémunération des IEC serait à l'inverse préjudiciable aux investissements à cycle long et ne permettrait pas d'appliquer à ces ouvrages les principes de régulation incitative recherchée.

**Q26 : 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 ?**

ENGIE est favorable au maintien des principes actuels de fixation d'une trajectoire de R&D pour les opérateurs de réseaux et est ouverte à ce que ces trajectoires puissent être révisées tous les deux ans, à la hausse ou à la baisse, afin d'épouser au mieux les besoins et priorités en fonction du contexte.

Concernant l'application de la R&D, ENGIE souhaiterait que soit mis en œuvre un calendrier de déploiement des solutions innovantes, assorti d'un dispositif d'incitation des gestionnaires de réseaux à mettre concrètement en œuvre ces solutions dans les délais fixés.

**Q27 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une 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 ?**

ENGIE est favorable à la mise en place d'une tel mécanisme dans le secteur du gaz.

ENGIE considère, en revanche, qu'un abaissement du seuil pour le déclenchement du guichet serait contraire aux principes de régulation incitative en conduisant à intégrer des surcoûts de charge d'exploitation de projets *smart grids* sans inciter à la maîtrise de ces surcoûts. Néanmoins, les projets *smart grids* sur les réseaux exploités par les entreprises locales de distribution (ELD) doivent faire l'objet d'un traitement au cas par cas avec un seuil adapté au dimensionnement moindre de ces projets.

Par ailleurs, le mécanisme de régulation doit conduire à contrôler les dépenses afférentes au déploiement des *smart grids* pour des activités purement transport et distribution, car ces dépenses sont susceptibles d'entraîner à l'avenir un coût significatif pour les utilisateurs des réseaux, sans pour autant répondre à un réel besoin.



**Q28 : 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 ?**

ENGIE considère que la transition énergétique impose une transparence maximale des opérateurs d'infrastructures régulées dans leurs projets de R&D et d'innovation. Les évolutions envisagées par la CRE apparaissent pertinentes, qu'il s'agisse de publication de retours d'expérience des démonstrateurs financés par les tarifs ou de la transmission – et du partage – des informations techniques et financières afférentes aux projets en cours ou aboutis.

Ce renforcement de la transparence est d'autant plus nécessaire que le couplage accru des systèmes électrique et gazier au plan européen accroît le risque que certains projets d'investissements ou de R&D dans les infrastructures soient placés en concurrence intersectorielle.

**Q29 : Etes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?**

ENGIE est favorable à cette démarche. Dans le cadre du *Clean Energy Package*, l'adoption de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité rendra nécessaire l'adaptation du cadre réglementaire français, pour s'assurer que les gestionnaires de réseaux recourent à l'innovation du marché, notamment en se procurant des services de flexibilité (effacement, stockage, etc.) lorsque ces derniers permettent de différer ou d'annuler un investissement destiné à lever des contraintes sur les réseaux électriques.

L'implication de l'ensemble des acteurs dans l'innovation suppose ainsi que les gestionnaires de réseaux s'appuient plus fortement qu'actuellement sur les acteurs tiers, à l'image de ce qui peut être mis en œuvre dans certains pays voisins (*cf.* document d'accompagnement joint à la présente réponse), et que le cadre de régulation évolue en conséquence.

Un cadre de régulation favorable à l'innovation des acteurs de marché devrait ainsi inciter les gestionnaires de réseaux à recourir aux solutions efficaces et innovantes proposées par le marché, sous le contrôle de la CRE.

ENGIE souhaite qu'un cadre réglementaire durable et offrant de la visibilité aux acteurs de marché pour les inciter à l'investissement soit rapidement mis en place et adapté très régulièrement en fonction de la maturité attendue des différentes technologies. L'élaboration d'un tel cadre pourrait passer, comme le suggère la CRE, par la création d'un « bac à sable réglementaire », permettant, dans un premier temps, la levée des contraintes réglementaires pour une durée déterminée sous le contrôle du régulateur et, dans un second temps, par la pérennisation, aussi rapidement que possible, de ce cadre en cas de retour d'expérience positif.

La CRE ne disposant pas à ce stade d'un tel pouvoir de création de bacs à sable, ENGIE soutiendra les évolutions législatives qui permettront l'introduction d'un tel pouvoir.

Pour ENGIE, l'introduction concrète d'innovations par des acteurs tiers, notamment en matière de flexibilité, nécessite que des travaux soient engagés afin de disposer à brève échéance :

- de l'état et la localisation des congestions actuelles et futures des réseaux de transport et de distribution d'électricité – via la publication de données « statiques » (prévisionnelles) et

« dynamiques » (en temps réel) sur l'état du réseau, apportant la transparence nécessaire à ce marché émergent ;

- du cadre de marché, défini par les évolutions réglementaires et contractuelles à mener, qui permettra aux acteurs tiers de disposer d'une visibilité suffisante pour investir et proposer leurs solutions.

**Q30 : Quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ? Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?**

ENGIE partage la priorité identifiée par la CRE. Une incitation fondée sur un délai calculé en nombres de jours paraît plus adéquate. D'autres incitations pourraient aussi être mises en œuvre concernant les délais de gestion des cas d'inversion de PDL suite à la pose de compteurs Linky (inversion entre deux appartements d'un même immeuble par exemple) ou de délais d'intervention pour la gestion des coupures pour impayés.

ENGIE identifie également comme prioritaires les thématiques suivantes.

*Pour l'électricité :*

- La disponibilité et fiabilité des données mises à disposition par les opérateurs ;
- La publication des informations de congestion du réseau ;
- Une information plus claire sur les méthodologies de calcul des indicateurs de qualité de service ainsi que sur les données/hypothèses prises.

*Pour le gaz :*

- La disponibilité et fiabilité des données mises à disposition par les opérateurs ;
- La disponibilité, la facilité d'accès et la fiabilité du système d'information des opérateurs, pour les nominations comme pour la mise à disposition des capacités restant disponibles ;
- La satisfaction des utilisateurs lors du traitement de réclamations.

Par ailleurs, il est crucial que soient harmonisés entre électricité et gaz les processus de validation des contrats d'accès aux infrastructures. La validation par la CRE, sur le modèle des contrats CART et CARD, des contrats de transport de gaz et de stockage de gaz permettrait de résorber le risque de déséquilibre contractuel entre les opérateurs et leurs clients.

**Q31 : 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 ?**

ENGIE considère que les indicateurs doivent être en nombre limité et décrire les principales améliorations attendues pour le prochain exercice tarifaire. A ce titre, ENGIE n'est pas favorable à des indicateurs régionaux.

cf. Q29 concernant les données statiques et dynamiques relatives aux congestions sur le réseau.

**Q32 : Etes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?**

ENGIE n'est pas favorable à la mise en place d'indicateurs environnementaux liés aux activités des opérateurs d'infrastructures, lesquelles font l'objet de suivi par ailleurs.

**Q33 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le cadre de régulation tarifaire ?**

Dans le cadre des mécanismes d'incitation, ENGIE est favorable au renforcement des conséquences financières du système de bonus/malus, qui récompense ou pénalise le gestionnaire de réseau en fonction de sa performance par rapport à des objectifs fixés.

Par ailleurs, ENGIE souhaite :

- l'alignement réel des prestations métiers et SI des ELD au sein d'un catalogue national et homogène sur les flux de données ;
- la publication systématique et obligatoire de l'actualisation annuelle des tarifs ATRD non-pé-réqués.

ENGIE souhaiterait enfin que la décomposition des investissements « réseaux », notamment le poste « renforcements » du GRT/GRD soit affinée par rapport à celle actuellement fournie par les délibérations de la CRE sur le TURPE HTA-BT, afin de permettre aux acteurs de marché d'identifier les potentiels gisements d'innovation.