

CONSULTATION PUBLIQUE n°2020-017 DU 8 OCTOBRE 2020 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE (TURPE 6 HTA-BT)

Réponse ENGIE

**À travers la PPE, la France a affiché sa volonté de s'engager pleinement dans la transition énergétique.** Ainsi, la capacité EnR installée sur le territoire national devrait plus que doubler d'ici à 2028. ENGIE, acteur déjà fortement impliqué dans le déploiement des EnR, se réjouit de cette orientation de la politique énergétique française, pleine d'ambitions et d'opportunités pour les acteurs du marché de l'électricité. Les gestionnaires des réseaux électriques sont appelés à jouer un rôle essentiel dans l'ambition française de concrétiser à court terme la transition énergétique. Ils devront notamment relever le défi du déploiement accru des EnR. Pour y parvenir, ils envisagent d'importantes hausses de leurs trajectoires d'investissements dans les réseaux pour la 6<sup>e</sup> période des TURPE. **ENGIE estime que les TURPE auront donc un rôle déterminant à jouer afin de donner aux gestionnaires de réseaux les moyens de relever les défis qu'implique la transition énergétique.**

Pour autant, **ENGIE souhaite souligner que le recours aux investissements n'est pas le seul levier d'action dont ils disposent pour gérer l'intégration des EnR aux réseaux.** D'une part, ils pourront compter sur le **développement des nouveaux services**, tels que la sollicitation des acteurs de la flexibilité. Ces nouvelles opportunités, fruits d'un nouveau paradigme où les consommateurs deviennent acteurs du marché de l'électricité, apporteront aux gestionnaires des solutions afin de gérer l'intégration des EnR à leurs réseaux. D'autre part, ils pourront **rechercher des optimisations de leurs réseaux, entre transport et distribution d'une part, entre CAPEX et OPEX d'autre part.** A ce titre, ENGIE salue les initiatives visant à agir sur la gestion des actifs existants. En outre, la numérisation et la diffusion des données des réseaux peuvent également offrir des outils aux gestionnaires de réseaux pour mieux piloter leurs infrastructures et optimiser leur utilisation.

**Ces leviers d'action permettront d'assurer la maîtrise des investissements des gestionnaires de réseaux.** En effet, les hausses d'investissements qu'ils demandent pour la 6<sup>e</sup> période des TURPE laissent craindre d'importantes augmentations des factures d'électricité. L'ampleur des investissements prévus par les opérateurs de réseaux pourrait peser sur la facture du consommateur. ENGIE considère que les hausses de tarifs doivent être mises en regard des économies accessibles, en particulier en matière d'efficacité énergétique, de façon à assurer la maîtrise des factures supportées par les consommateurs.

Ainsi, le cadre de régulation actuel doit 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 flexibilités (recours aux acteurs de la flexibilité, valorisation des flexibilités permises par les autres réseaux d'énergie, optimisation de la gestion des actifs existants par exemple), au bénéfice du pouvoir d'achat des consommateurs.

En outre, ENGIE est consciente de la situation exceptionnelle liée à la crise sanitaire du COVID-19 et du fort niveau d'incertitude qu'elle génère. Il est aujourd'hui bien trop tôt pour avoir une idée réaliste du contexte économique dans lequel évolueront les acteurs du marché de l'électricité dans 2 voire 3 ans. **ENGIE estime que les trajectoires adoptées aujourd'hui ne reflèteront pas nécessairement la réalité de demain. Elle souhaite donc que l'incertitude quant à la situation économique future soit prise en compte par la CRE pour envisager les trajectoires tarifaires.**

Compte tenu de ces enjeux, **ENGIE estime qu'il est important que la CRE et les gestionnaires de réseaux accordent une attention particulière à la transparence de leurs décisions.** ENGIE considère que, pour les décisions tarifaires, les acteurs du marché de l'électricité devraient être informés, consultés sur la base d'éléments tangibles et sous le contrôle de la CRE et impliqués au suivi des plans et programmes adoptés.

A ce titre, ENGIE estime que la transition énergétique et ses conséquences sur le secteur du *coupling* devraient amener plus de concertation sur les adaptations des réseaux entre les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz. Cette préoccupation est en phase avec les orientations de la stratégie européenne pour l'intégration du système énergétique<sup>1</sup>.

ENGIE sera particulièrement vigilante concernant les décisions d'investissements, les thèmes de R&D et l'éventuelle mise en œuvre des clauses de rendez-vous. **ENGIE souhaite également qu'une attention particulière soit portée sur la transparence des données d'exploitation de l'ensemble des ouvrages d'ENEDIS.** En effet, pour anticiper des décisions de déploiement de services de flexibilité, les acteurs du marché ont besoin d'une bonne connaissance des réseaux électriques.

ENGIE estime donc **que les TURPE 6 doivent être marqués par un effort important sur la transparence des décisions des gestionnaires de réseaux**, avec une gouvernance renforcée par la CRE et sous le contrôle élargi des acteurs du marché. **Une telle démarche doit assurer la réussite du déploiement des EnR et l'acceptabilité sociale et économique des tarifs, sur la base d'investissements maîtrisés.**

## CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par Enedis et la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?

### Transition énergétique

La PPE et les orientations de la politique européenne offrent une place grandissante aux ENR qui devraient se développer sensiblement sur la période du TURPE 6. L'intégration des ENR sera l'un des enjeux fondamentaux pour ENEDIS durant cette période. ENGIE, bien consciente des défis que le gestionnaire des réseaux de distribution sera amené à relever, estime que tous les leviers disponibles (flexibilités et renforcement de réseau notamment) devront être déployés afin d'y parvenir.

Le marché de l'électricité est actuellement bousculé en profondeur. De nouveaux usages apparaissent et les consommateurs développent de nouveaux comportements, plus responsables et plus économes. Ces transitions doivent être incitées et mettent au défi les acteurs du marché de l'électricité. Face à ces enjeux, ENGIE souligne que les TURPE 6 doivent prendre en compte ces nouvelles réalités tout en

---

<sup>1</sup> COM(2020) 299, Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat : une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique, Commission européenne, 8 juillet 2020

rappelant que leur ampleur et leurs conséquences futures demeurent difficilement appréhendables. ENGIE partage notamment les enjeux relatifs à la mobilité électrique ou au développement de l'autoconsommation.

Auditionnée le 10 Novembre 2020 par la Commission des affaires économiques du Sénat, la Ministre de la Transition écologique Barbara Pompili a défendu l'idée d'une politique énergétique responsable, tenant compte de la baisse des besoins d'énergie, d'un mix électrique plus diversifié pour faire appel aux problèmes de pointe en hiver.

Aussi, l'introduction de solutions de chauffages hybrides (PAC hybrides gaz et électricité) doit permettre de juguler les surcoûts d'investissement sur les réseaux électriques nécessaires pour réduire la pointe en utilisant le gaz naturel (progressivement verdi) en remplacement d'une électricité fortement carbonée lors de ces périodes de pointe.

Ainsi, il est nécessaire d'imaginer la régulation des TURPE dans sa dimension globale en intégrant des dispositifs financiers et tarifaires qui permettent de réduire les investissements les plus lourds dans les réseaux électriques pour des périodes courtes de surcharge. Aussi, ENGIE souhaite que les délibérations pour les TURPE 6 consacrent les adaptations nécessaires à ces nouvelles réalités, en particulier en incitant les gestionnaires de réseaux à réduire la pointe de demande.

**Face à ces défis très importants, les gestionnaires de réseaux devront actionner tous les leviers disponibles afin d'assurer la résilience du système électrique et de nécessaires économies d'énergie.**

A ce titre, le développement de nouveaux services aux consommateurs constitue un indéniable moyen d'action pour les gestionnaires de réseaux. **Ils devront le faire dans le cadre d'une planification élargie à l'ensemble des réseaux d'énergie, conformément à leurs obligations, et d'une gouvernance transparente ouverte aux échanges avec le marché et garantie par la CRE.**

ENGIE partage pleinement la volonté de la CRE de voir les gestionnaires de réseaux mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique). Ces nouveaux leviers qui sont également de nouvelles opportunités pour les consommateurs, permettront d'assurer la résilience du système électrique « *tout en limitant au strict nécessaire les renforcements du réseau.* », comme le précise la CRE. **Ces flexibilités ont donc un rôle majeur à jouer tant afin de contribuer efficacement à la transition énergétique qu'afin de maîtriser les investissements des gestionnaires dans le renforcement des réseaux.** ENGIE souhaite donc que les TURPE 6 consacrent l'incitation des gestionnaires de réseaux à un arbitrage systématique entre renforcement des réseaux et utilisation des flexibilités disponibles. .

ENGIE note que l'appel à des flexibilités est rendu plus attrayant pour l'opérateur lorsqu'il peut négocier de gros volumes d'effacement. Or EDF, compte tenu de sa part de marché, peut mobiliser des volumes très supérieurs à des tiers alternatifs

Pour éviter toute distorsion, ENGIE considère qu'il n'est pas souhaitable que les tarifs réglementés EJP et Tempo dont l'équilibre est assuré puissent concourir aux AO effacement de RTE. Ceux-ci devraient être réservés aux offres de marché.

En outre, pour obtenir le maximum d'efficacité des investissements délégués à des opérateurs tiers au bénéfice des utilisateurs du réseau, ENGIE appelle l'attention de la CRE sur la nécessité de mettre en place un cadre de marché permettant aux opérateurs tiers de proposer et mobiliser leurs solutions – via la publication de données « statiques », mais aussi « dynamiques », dont la mise en concurrence et la valorisation doivent se faire de manière transparente, aux différents horizons de temps recherchés (l'ordre de mérite des solutions pouvant varier en fonction des durées d'effacement ou de

stockage possibles notamment). Dessiner les contours de ce nouveau marché passe également par la réaffirmation des limitations de l'exercice des missions des gestionnaires de réseaux.

### Qualité de service

ENGIE souligne l'importance d'atteindre d'abord les standards de qualité de service avant d'envisager de nouveaux développements et/ou innovations. Les standards concernent les délais de mise en œuvre des prestations commandées (CHF, MES, ...), la qualité du SI et des flux et interfaces associés. Il est nécessaire de disposer, sur une base régulière et ordonnée, de données fiables et de qualité, notamment de données de consommation et ce dans toutes leurs nouvelles formes.

En outre, ENGIE partage la nécessité de justifier d'un retour sur investissement du projet LINKY dont les coûts s'élèvent à 5 milliards d'euros et dont le modèle économique doit être équilibré dans la durée, les gains générés par le compteur devant compenser le coût du compteur et de son installation. Il apparaît par ailleurs essentiel d'exploiter le potentiel de ce système de comptage en matière de coûts et de qualité de données pour en faire un produit efficace pour les acteurs du marché à commencer par les consommateurs.

ENEDIS souhaite mener une **transformation numérique** du réseau pour répondre aux "*enjeux de protection des données associés*". ENGIE souhaite appeler l'attention de la CRE sur le risque de fermeture que pourrait faire porter une interprétation trop rigide de la RGPD qui conduirait à éteindre l'innovation et à réduire la palette de services pour les consommateurs. Les enjeux du développement d'offres de tarification dynamique et de nouveaux services permettant au consommateur final de gérer sa flexibilité (suivi de consommation, dispositif d'alerte, batterie de stockage) supposent l'envoi et la réception de données entre acteurs (réponse à la consultation n°2020-010 du 9 juillet 2020). Ainsi, nous rejoignons la position de la CRE exprimée par M. Dominique Jamme à l'occasion d'une Table ronde organisée au Conseil d'Etat "Gouvernance et régulation des données" (23 Octobre 2020) quant à l'équilibre à trouver pour observer le respect des RGPD tout en favorisant l'innovation grâce à l'exploitation du potentiel désormais offert par le déploiement de masse des compteurs communicants et de leurs données de comptage. À date, il s'agit d'un marché de masse, 28 millions de compteurs Linky installés sur 35 millions.

### Niveau tarifaire

Les opérateurs de réseaux RTE et ENEDIS ont transmis leurs besoins estimés d'investissement nécessaires à l'accélération de la transition énergétique, un montant cumulé qui s'élèverait à plus de 100 milliards d'euros sur 15 ans. Pour faire face à l'ampleur de ces perspectives d'investissement, RTE et ENEDIS ont formulé une demande d'évolution tarifaire annuelle du TURPE s'élevant à 6,25% pour l'un et 4,2% pour l'autre pour la période 2021-2025.

Sur la période, ces hausses demandées se traduiraient sur la facture moyenne d'un consommateur type :

- Client particulier tarif base, puissance souscrite de 6 kVA et consommation moyenne de 4 MWh/an, occupant un logement de 30 à 80 m<sup>2</sup> avec chauffage électrique => une augmentation cumulée de 15,70 euros pour le TURPE HTB à laquelle s'ajoutent 19,80 euros

pour le TURPE HTA/BT, soit un montant cumulé de 35,50 euros pour une hausse globale du Turpe 6 de 4,7%.

- Client particulier tarif base, puissance souscrite de 12 kVA et consommation moyenne de 10 MWh/an, occupant un logement de plus de 130 m<sup>2</sup> avec chauffage électrique, ou bien un client professionnel C5 (tarif bleu) avec une puissance souscrite de 12 kVA et une consommation moyenne de 10 MWh/an => une augmentation cumulée de 39,30 euros pour le TURPE HTB à laquelle s'ajoutent 48,50 euros pour le TURPE HTA/BT, soit un montant cumulé de 88,80 euros pour une hausse globale du Turpe 6 de 4,7%.

Ces hausses font peser un risque accru du montant des impayés tant pour le segment des particuliers<sup>1</sup> dont plus de 40% des résidences principales sont aujourd'hui équipées de chauffages électriques que pour celui des clients professionnels dont 100% utilisent aujourd'hui de l'électricité dans leur activité, soit plus de 2 millions d'artisans, commerçants, TPE/TPI (dont 20% travaille dans le secteur hôtellerie/café/restauration déjà très affecté par les mesures de restriction dont ils font l'objet depuis le début de la crise liée à la COVID 19).

Représentant déjà un tiers de la facture, les composantes non énergétiques sont ainsi appelées à continuer de progresser. Pour nombre de consommateurs, réduire le coût de sa facture énergétique est devenu dès lors une priorité. Le consommateur recherche ainsi de plus en plus de solutions lui permettant d'être accompagné pour réduire sa consommation et réaliser davantage d'économies d'énergie. On assiste par ailleurs à une modification progressive du comportement des consommateurs de plus en plus engagés et désireux de s'inscrire dans la transition énergétique en faisant attention à ne pas trop consommer et à ne plus gaspiller. **L'augmentation des tarifs ne devrait donc pas excéder les gains des consommateurs tirés de leurs économies d'énergie sinon, il s'agirait d'un signal très négatif qui pénaliserait la transition énergétique.**

Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE précise qu'elle a retenu une évolution tarifaire lissée. Aussi, ENGIE insiste sur la nécessité de conserver une telle approche sur toute la période du TURPE 6 ou d'éviter des hausses trop brutales sur les premières années de la période tarifaire. Il est en effet primordial d'assurer la visibilité nécessaire aux fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires et de s'adapter aux évolutions du marché en particulier pour les offres à prix fixe. Si une hausse significative des tarifs devait être acceptée, ENGIE souhaite qu'elle soit plus forte en 2ème partie de période tarifaire que sur la 1ère partie. ENGIE est également favorable au nécessaire équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs compte tenu des effets de la structure des tarifs sur les politiques de maîtrise de la consommation et de lutte contre la précarité énergétique. A court terme et sur les 2 premières années, ENGIE est favorable à une augmentation plus forte de la part abonnement plutôt que de la part consommation (€/MWh). **Tel qu'indiqué précédemment, les gestionnaires de réseaux devront s'atteler à maîtriser leurs investissements et privilégier les opportunités offertes par le développement des flexibilités.** Outre ces nouveaux services, les gestionnaires de réseaux devraient davantage développer la coordination et les optimisations. Optimisations, à travers l'utilisation des moyens issus du TURPE et ceux pris en charge par les S3REnR. Coordination, entre les investissements réalisés par RTE et ENEDIS, voire entre les opérateurs de réseaux électriques et les opérateurs de réseaux gaziers. ENGIE estime que ces deux sujets offrent également des leviers d'action pour permettre de maîtriser les investissements dans les réseaux, en particulier s'agissant de la maîtrise de la pointe pour les usages thermosensibles.

ENGIE profite de cette consultation pour relever le fait que la transposition du 3 de l'article 32 de la directive UE du 05/06/2019 en droit français (projet d'ordonnance portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, article 11) prévoit que

les gestionnaires de réseaux de distribution doivent soumettre à la CRE un plan de développement du réseau et un plan d'investissement de 5 à 10 ans, laquelle peut demander que le plan soit modifié. Cet article prévoit également que le plan d'investissement doit faire l'objet d'une concertation des utilisateurs pour son établissement, comme cela est le cas pour le SDDR. Ces investissements qui représentent plus du double des investissements de RTE ne sont soumis actuellement à aucune obligation de publication (hypothèses, contraintes, méthodes de planification et dimensionnement des réseaux, solutions envisagées...), ENGIE considère que la mise en cohérence des plans d'investissements RPT et RPD (109 Md€ au total) devrait permettre de rechercher des optimisations afin de réaliser là encore des économies, à ce jour aucune analyse ne permet de le contredire. **ENGIE regrette que le gestionnaire de réseau de distribution n'ait pas anticipé cette année la publication de son programme d'investissement**, afin que nous puissions mener une analyse et faire des propositions précises dans le cadre de cette consultation.

Face aux enjeux qu'implique la nécessaire transition énergétique, les gestionnaires de réseaux bénéficient d'un éventail de solutions intéressantes pour y parvenir. Etant déjà engagés dans les chantiers de la numérisation des réseaux et de leur pilotage facilité, **ils doivent désormais profiter pleinement des solutions offertes par les consommateurs** de plus en plus désireux de maîtriser leur consommation et de valoriser leur sobriété énergétique.

Aussi, ENGIE considère que le cadre réglementaire doit s'adapter à une nouvelle réalité marquée par une diversité de solutions permettant d'adapter les réseaux électriques aux nouveaux usages et installations de production d'électricité. A ce titre, ENGIE souhaite que la CRE mette en place une méthode tarifaire de type « TOTEX », qui incite les gestionnaires de réseaux électriques à choisir la solution la plus économique entre renforcement des réseaux et recours à des services de flexibilité, au bénéfice du pouvoir d'achat des consommateurs. L'acheminement qui constitue le tiers de la facture d'électricité doit, a fortiori dans une période de crise sanitaire et économique durable, être davantage orienté vers la frugalité.

Enfin, la CRE semble insister sur une structure tarifaire à quatre index, mais les enjeux vont se porter de plus en plus sur une mesure des courbes de charges rendues possibles par Linky permettant de façon beaucoup plus précise d'adapter sa consommation et son tarif à la demande (ex : offres dynamiques et flexibilité). Dans l'immédiat, ENGIE appelle l'attention de la CRE sur les difficultés opérationnelles liées au principe d'une généralisation à terme des options tarifaires à 4 index tant que le déploiement de Linky ne sera pas pleinement achevé.

## Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?

Pour ENGIE, les principes guidant la régulation incitative doivent s'attacher à favoriser l'innovation du marché afin de maintenir un contrôle des coûts futurs.

**ENGIE est favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 distribution.** Le revenu autorisé prévisionnel composé des charges de capital, des charges nettes d'exploitation ainsi que des effets des comptes de régularisation, et tel que défini dans la consultation, doit en effet couvrir les coûts d'ENEDIS dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace. ENGIE rappelle qu'elle partage l'analyse de la CRE, selon laquelle le reflet des coûts sera essentiel pour orienter les choix des futurs utilisateurs, non seulement entre usages électriques, mais aussi entre usages électriques et autres usages.

A la suite du TURPE 5, la CRE a publié sa méthode détaillée d'élaboration de la fonction de coût, ainsi que les fichiers de calcul associés. ENGIE se félicite de cette démarche, mais regrette qu'elle ait eu lieu plusieurs mois après la délibération. Pour permettre une participation constructive des fournisseurs à la réflexion sur la structure du TURPE, la méthode détaillée de construction du tarif ainsi que les fichiers de calcul associés auraient dû être publiés au plus tard en même temps que la dernière consultation publique sur la structure du TURPE.

En outre, ENGIE constate que la BAR calculée ne fait pas apparaître la déduction des subventions et participations reçues de tiers, ENGIE s'interroge donc au sujet du périmètre de ces ouvrages dans des charges de capital normatives au regard de la réalité des actifs issues des investissements d'ENEDIS et des actifs issus de tiers (S3REnR).

De manière générale, la régulation tarifaire des infrastructures doit s'attacher à offrir toujours plus de visibilité aux acteurs du 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. Cette orientation s'inscrirait pleinement dans la stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique<sup>2</sup>, qui prévoit notamment que « *La planification future des réseaux nécessitera une approche plus intégrée et intersectorielle, notamment des secteurs de l'électricité et du gaz* ».

Question 3 : Pour la distribution d'électricité, êtes-vous favorable à la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours pour les seuls investissements à cycle long ?

ENGIE est favorable à ce que seules les immobilisations en cours afférentes à des investissements à cycle long puissent être rémunérées au coût de la dette nominale avant impôt (avec un plancher à l'inflation) dans la mesure où ce traitement constitue une incitation à la mise en service rapide des ouvrages. L'application de ce principe de rémunération à des ouvrages inférieurs à 1 an ne semble pas se justifier compte tenu de la complexité que représenterait un tel suivi. Enfin, une absence de rémunération des immobilisations en cours 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.

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?

ENGIE est favorable au traitement des coûts échoués envisagé par la CRE. L'incitation sur les coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et l'examen au cas par cas des autres types de coûts échoués sont deux principes qui paraissent appropriés, aussi bien pour les infrastructures électricité que gaz.

---

<sup>2</sup> COM(2020) 299, Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat : une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique, Commission européenne, 8 juillet 2020

Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

ENGIE est favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés. La méthode proposée est ainsi alignée sur le traitement des tarifs gaziers. En cas de plus-value de cession, elle maintient une incitation pour ENEDIS à maximiser ce gain, et en cas de moins-value, une étude au cas-par-cas est réalisée par la CRE.

Question 6 : Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution (maintien du fonctionnement actuel) ?

**ENGIE est favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution.**

Par la prise en compte des écarts entre produits et charges prévisionnels et produits et charges réalisés sur des postes prédéfinis, le CRCP permet de minimiser le risque subi par ENEDIS, tout en évitant de le transférer aux utilisateurs des réseaux. Il apparaît également comme un mécanisme de régulation incitative par le versement d'incitations financières résultant de son application. Par ailleurs, le maintien d'une évolution annuelle du tarif, le 1er août de chaque année, apparaît comme un élément important car il permet une meilleure maîtrise des coûts par ENEDIS et garantit ainsi une meilleure qualité de service. Cependant, ENGIE rappelle qu'il est crucial de disposer d'une visibilité suffisante sur le niveau des tarifs et d'éviter toute variation trop brutale de ceux-ci, notamment sur les premières années de la période tarifaire. Aussi une évolution tarifaire lissée sur toute la période du TURPE 6 semble être une bonne approche. Si une hausse significative des tarifs devait être acceptée, ENGIE souhaite qu'elle soit plus forte en 2ème partie de période tarifaire que sur la 1ère partie. ENGIE considère également que 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). Une visibilité périodique doit être donnée sur le CRCP et sa trajectoire, a minima 2 fois par an.

En revanche, ENGIE estime que la proposition d'extension de la clause de rendez-vous aux « *modalités de rémunération d'ENEDIS* » n'est pas assez détaillée et précisée par la CRE pour pouvoir être justement appréciée.

D'une part, la CRE ne précise pas suffisamment la finalité de cette clause. S'agit-il de permettre, à mi-période, une révision des modalités de rémunération d'ENEDIS ? Auquel cas, dans quelles proportions ? D'autre part, la CRE ne détaille pas les modalités de mise en œuvre de cette clause. Enfin, la notion de "*modalités de rémunération d'ENEDIS*" mérite d'être précisée. Correspond-elle aux "*paramètres de rémunération*" du GRD ?

Comme mentionné précédemment dans cette consultation, ENGIE est pleinement consciente du fort niveau d'incertitude quant à l'environnement économique futur, qui pourrait avoir d'importantes conséquences sur le réalisme des trajectoires tarifaires retenues aujourd'hui. Pour autant, ENGIE n'est pas en mesure d'apprécier la proposition de la CRE, telle que présentée, d'étendre les clauses de rendez-vous aux "*modalités de rémunération d'ENEDIS*".

Aussi, ENGIE estime que la proposition de la CRE ne peut être adoptée sans être précisée et de nouveau soumise à une consultation publique.



Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 distribution ?

ENGIE est favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le TURPE 6 distribution. Les critères d'éligibilité au CRCP, tels que proposés par la CRE, sont fonction du degré de prévisibilité et de maîtrise des coûts par les opérateurs, et apparaissent ainsi pertinents. ENGIE souligne également la pertinence du principe d'incitation partielle des opérateurs pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles. A noter qu'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.

Question 8 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des pertes ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant les évolutions de la régulation incitative des pertes envisagées par la CRE.

Question 9 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'ENEDIS

La CRE met en exergue un mécanisme s'appuyant sur un modèle de coûts reposant sur les caractéristiques techniques et les évolutions tendanciennes des coûts au cours du temps selon une typologie d'une vingtaine de catégories d'ouvrages ciblés. Si l'on peut se féliciter d'inclure des dispositions particulières pour l'autoconsommation, ces aménagements doivent être révisés de façon plus large et systématique.

Le choix d'un cadre de régulation uniquement porté sur les seuls CAPEX paraît insuffisant au regard des enjeux. En effet, une telle approche pousse l'opérateur à mener des investissements pour contenir les appels à la pointe généralement aux heures les plus contraintes de l'hiver, sur la base de solutions de chauffage à effet Joule.

Pour ENGIE, les principes guidant la régulation incitative doivent ainsi s'attacher 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 portée par la PPE qui tend à une électrification massive des usages, les infrastructures électriques – et notamment les réseaux – pourraient donc être davantage sollicitées.

Il en résulte que le mécanisme de régulation des coûts doit intégrer des moyens de flexibilité que le marché peut offrir.

Le cadre de régulation actuel doit ainsi évoluer dans le TURPE 6 vers un dispositif 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. En effet, une approche de type « TOTEX » apparaît à ce titre pertinent, 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 d'électricité ;
- d'éviter le sous ou surinvestissement dans les réseaux, et donc les coûts échoués, en différant ou supprimant ces investissements de renforcement.

Plusieurs Etats 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.

Question 10 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

**ENGIE est globalement favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements “hors réseaux” proposé par la CRE.**

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.

Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis ?

#### Raccordement producteurs EnR

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de maintenir l'incitation au travers d'un indicateur portant sur le délai moyen de réalisation des raccordements, en intégrant l'obtention des autorisations administratives. **ENGIE remercie la CRE pour sa proposition au sujet de l'incitation à améliorer les délais de raccordement**, notamment en encadrant le délai de raccordement sur l'ensemble du processus de raccordement c'est-à-dire : entre l'accord du client sur le devis de raccordement proposé par ENEDIS et la facturation par ENEDIS à la suite de la réalisation des travaux.

**ENGIE est donc favorable à la proposition de la CRE de prendre en référence le délai entre la signature du devis par le client et la date d'émission de la facture d'ENEDIS, dans la mesure où elle ne s'appliquerait qu'aux raccordements des sites de production au réseau de distribution.**

#### Raccordements clients

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE visant à inciter ENEDIS sur un délai de raccordement indépendant des délais fixés initialement par le distributeur. En revanche, le fait que la CRE veuille prendre en référence le délai entre la signature du devis par le client et **la date d'émission de la facture d'ENEDIS des travaux** – en attendant de pouvoir disposer d'une date de fin des travaux exploitable dans le SI d'ENEDIS - risque d'aboutir à une dégradation des délais subis par le client. La qualité de service attendue porte sur le délai de réalisation des travaux et non sur la date d'émission de la facture d'ENEDIS. Il nous semble plus pertinent, par ailleurs, de segmenter la mesure des performances d'ENEDIS à chaque étape du processus de raccordement.

ENGIE est favorable à une prise en compte, le plus largement possible, des calculs de délais, voire de pouvoir disposer de plusieurs indicateurs.

Également, les délais en amont et en aval ne sont pas suffisamment couverts.

L'introduction d'un indicateur de qualité perçue par le client devrait porter non seulement sur les opérations de raccordement d'ENEDIS, **mais également sur toutes les prestations de mise en service** (y compris donc sur les raccordements existants). Cela concerne la majorité des prestations sur le marché.

ENGIE souhaite que cet indicateur de qualité perçue soit non seulement suivi mais pris en compte dans l'incitation. Cet indicateur devrait être incité, avec un suivi mensuel, et un objectif à atteindre supérieur à 85% qui pourrait être associé à une pénalité forte en cas de taux inférieur à 75%.

**Concernant l'indicateur sur le délai des mises en service actuellement incité**, nous suggérons de scinder le suivi pour les clients équipés d'un compteur communicant, du suivi pour les clients non équipés d'un compteur communicant.

Il nous paraît par ailleurs important de prendre en compte la date de 1ère demande du client, réel marqueur de satisfaction, en modifiant le calcul de l'indicateur incité de la manière suivante : Nombre de Mises en Service sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M et réalisées à la 1ère date demandée par le client / nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M.

Pour améliorer les performances des demandes de mise en service urgentes, il paraît enfin pertinent de mieux suivre les réalisations par l'introduction et le suivi d'un nouvel indicateur incité sur les taux d'interventions express réalisées : Nombre de Mises en Service sur installation existante avec déplacement express clôturées durant le mois M et réalisées à la 1ère date demandée par le client / nombre total de mises en service express demandées et clôturées dans SGE durant le mois M.

Pour finir, les délais catalogues actuels nous semblent décorrélés des réalités du monde d'aujourd'hui. Ces délais devraient donc être revus à la baisse : de 5 jours à 2 jours en standard, et de 2 jours à la ½ journée en express.

#### Question 12 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ?

ENGIE est globalement favorable aux modifications envisagées par la CRE à l'exception de la suppression du suivi des indicateurs « nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs ». Il nous paraît en effet intéressant de conserver une vision des réclamations directement exprimées par les utilisateurs, indépendamment de celles relayées par les fournisseurs, pour s'assurer qu'il n'y ait pas de différence de traitement selon les canaux de réception.

#### Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne d'ENEDIS dédiée aux fournisseurs d'électricité ?

ENGIE est favorable à l'incitation des indicateurs de suivi de la disponibilité des lignes téléphoniques et se félicite particulièrement de la proposition de la CRE de baisser le seuil de la mesure du temps d'attente à 90 secondes (au lieu de 120 secondes actuellement). ENGIE considère cependant qu'il est nécessaire d'aller plus loin dans les objectifs proposés. L'objectif d'un taux de décroché supérieur à 80 % dans la limite de 90 secondes n'est fixé qu'à l'horizon 2024, ce qui n'est pas assez ambitieux pour répondre aux objectifs de qualité de service attendue en la matière. Nous proposons donc que ce taux soit porté à 90% à l'horizon 2024.

Par ailleurs, comme nous le proposons à l'occasion de la consultation du 17 octobre 2019, il nous semble également pertinent de définir un plafond à ne pas dépasser sur la ligne "affaires urgentes" : nous suggérons pour cela de suivre mensuellement le nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec un temps d'attente supérieur à 180 secondes sur ladite ligne et de pénaliser le distributeur si ce taux n'est pas inférieur à 2%.

Rappelons également que, rencontrant des difficultés lors des mises en attente longues qui peuvent intervenir au cours de cet échange (certains appels nécessitent de se diriger vers d'autres entités du distributeur qui peuvent également avoir des temps d'attente élevés), il nous semble pertinent de suivre les mises en attente en cours de traitement par l'introduction d'un indicateur identifiant le nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec une mise en attente au cours de la conversation supérieure à 180 secondes sur la ligne affaires urgentes des accueils acheminement durant le mois.

Concernant les plages d'ouverture du portail, un élargissement 24h/7j n'est pas indispensable, l'ouverture 7h - 21h répond à nos besoins mais nous aimerions également y avoir accès les dimanches et jours fériés.

En complément du portail, l'alignement de la ligne téléphonique "affaires urgentes" sur les mêmes plages d'ouverture nous semble aussi important.

#### Question 14 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs envisagés relatifs à la modélisation des pertes ?

ENGIE partage avec la CRE son objectif de fiabilisation des processus "Ecart" et "Recotemp", dont on constate qu'ils sont mis à rude épreuve dans le contexte de la Covid-19. En 2020, des distorsions significatives ont pu apparaître dans les bilans énergétiques d'ENGIE. ENGIE est donc favorable à l'introduction des deux indicateurs susvisés, qui permettront d'améliorer le processus actuel de reconstitution des flux jusqu'à la mise en place d'un meilleur système, dont la cible est décrite par la CRE.

Par ailleurs, ENGIE souhaite saluer les travaux menés par ENEDIS pour trouver des solutions intermédiaires de fiabilisation de ces processus, avec notamment l'ouverture de sa prestation de transmission des bilans Recotemp anticipés.

#### Question 15 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période du TURPE 6 distribution ?

ENGIE se réjouit des avancées obtenues dans le cadre de la qualité de service et des indicateurs pris en compte comme le délai de raccordement, l'accessibilité de la ligne 1 et la mise sous contrôle des réclamations multiples.

Toutefois, sur un certain nombre de sujets, le détail des niveaux d'incitation fourni en annexe reste insuffisant.

ENGIE considère que la bonne qualité de service du distributeur dépend aussi de sa capacité à assurer l'ensemble des prestations documentées. L'absence de mise en œuvre par ENEDIS de certaines d'entre elles pénalise les fournisseurs dans leur capacité à innover, à se distinguer de leurs concurrents et à honorer leurs engagements commerciaux.

ENGIE constate par ailleurs que le traitement des changements de fournisseur (F130) s'est détérioré en 2020. Une régulation incitative de la qualité de service devrait également prendre en compte ce type de prestation essentielle au bon fonctionnement du marché.

ENGIE considère qu'ENEDIS a encore une certaine marge d'amélioration afin d'atteindre des niveaux de qualité comparables à ceux constatés dans d'autres secteurs.

Question 16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la cible actuelle de critère B, soit 62 minutes, dans la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 6 distribution ?

ENGIE n'a pas de remarques concernant la proposition de la CRE de maintenir la cible actuelle de critère B, soit 62 minutes, dans la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

Question 17 : Êtes-vous favorable à la proposition de calendrier pour l'intégration d'ici à TURPE 7 des données Linky dans le calcul du critère B ?

ENGIE souhaite une intégration des données Linky pour le segment C5 dès 2022, post audit proposé par la CRE en 2021. L'exploitation opérationnelle des possibilités offertes par les nouveaux compteurs devrait être appliquée dès que possible.

Question 18 : Partagez-vous les objectifs envisagés par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation hors critère B (critère M, critères F-BT et critère F-HTA) ?

ENGIE considère que le critère F-BT est aussi important que le critère B.

La fréquence des coupures, même s'il s'agit de coupures brèves sous le seuil du critère B, peut se révéler très nuisible pour un ménage ou une entreprise.

Les dénominateurs pour les critères B et F-BT, prenant en compte le nombre total des installations, ne reflètent pas suffisamment la réalité des impacts des coupures pour les clients.

Il semblerait plus représentatif de prendre en dénominateur le nombre d'installations réellement impactées par les coupures.

Question 19 : Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés de couvertures du mécanisme des pénalités pour coupures longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par Enedis, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?

ENGIE estime que les pénalités versées aux consommateurs n'ont pas à être payées, même indirectement (via le TURPE) par ceux-ci. ENGIE propose que les dites pénalités ne soient compensées au gestionnaire de réseau par la solidarité nationale que lors d'événements exceptionnels. Une franchise devrait donc être prévue avant le commencement de prise en compte des pénalités dans le TURPE.

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

ENGIE salue la réponse favorable de la CRE à la demande de consultation des acteurs de marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche. Toutefois, cette consultation doit être menée par la CRE et non par les opérateurs de réseau afin d'assurer sa transparence. La validation des thèmes de R&D devrait être assurée par la CRE, après cette consultation.

Néanmoins ENGIE note que la présentation de cette question est insuffisante pour comprendre les différents programmes de R&D envisagés par ENEDIS. En effet, il est difficile de porter une appréciation juste sur un budget sans prendre connaissance des projets engagés.

**ENGIE rappelle que les programmes de R&D doivent être menés par ENEDIS avec le souci de la plus grande transparence.** Cette attention particulière est d'autant plus nécessaire que le couplage accru des systèmes électrique et gazier au plan européen accroît le risque que certains projets de R&D dans les infrastructures soient placés en concurrence intersectorielle. ENGIE sera particulièrement vigilante aux projets relatifs à l'hydrogène.

L'effort de R&D mené par ENEDIS doit notamment permettre de stimuler le marché des nouveaux services (par exemple les flexibilités) au bénéfice de tous les acteurs, sans discrimination et de manière équitable. ENGIE considère donc que les apports des programmes de R&D financés par le TURPE doivent être partagés avec tous les acteurs du secteur, dès lors qu'ils permettent d'ouvrir de nouvelles opportunités de marché, au bénéfice des consommateurs et des réseaux électriques.

En outre, ENGIE souhaite souligner que certains domaines de R&D susceptibles d'être investis par ENEDIS, se prêtent particulièrement à l'implication des acteurs de marché, notamment les fournisseurs (par exemple : le V2X, vehicle-to-everything, et ses déclinaisons, V2G, V2H, V2B). Durant la période du TURPE 6, devront être expérimentées des solutions permettant de recueillir les données de charge des batteries des véhicules électriques afin d'offrir un meilleur équilibre pour le réseau et de nouvelles offres pour les consommateurs.

De même, sur de tels sujets, il pourrait être envisagé de rechercher les bénéfices d'une mutualisation des efforts financiers de RTE et d'ENEDIS sur des programmes bénéficiant d'une manière générale à l'acheminement.

Enfin, ENGIE tient à évoquer les difficultés rencontrées pour répondre à l'appel à projet smart grid d'ENEDIS sur Paris, par manque d'information. ENGIE considère que la R&D doit permettre aux opérateurs tiers d'investiguer pleinement les projets à partir d'une information suffisamment détaillée.

Question 21 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet smart grids afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?

ENGIE n'est pas favorable à l'abaissement du seuil pour le déclenchement du guichet smart grid pour ENEDIS. Cette mesure **serait contraire aux principes de régulation incitative en conduisant à intégrer des surcoûts de charge d'exploitation de projets smart grids sans inciter à leur maîtrise**. 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.

En outre, ENGIE s'interroge sur un éventuel saupoudrage/dilution des projets en cas d'un abaissement du seuil des projets concernés. Alors que des démarches structurées et de plus grande ampleur peuvent s'avérer déterminantes en ce qui concerne la R&D.

ENGIE adhère à la proposition de la CRE de ne pas modifier le périmètre des dépenses et des projets éligibles.

Question 22 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

ENGIE tient d'abord à rappeler la nécessité d'assurer un niveau suffisant de qualité d'enregistrement et de transmission des données collectées par ENEDIS pour répondre aux nombreux enjeux actuels de la fourniture d'électricité : déploiement réglementaire de la tarification dynamique, proposition d'offres innovantes dans le cadre de la transition énergétique, satisfaction client, etc. Pour garantir la bonne qualité des flux de remontée des courbes de charges sans interruption, il est donc nécessaire qu'un indicateur, des méthodes comptables (quelle règle en cas d'impossibilité de facturer le client précisément, et quelle imputation sur les comptes d'ENEDIS ?) métrologiques et des pénalités soient fixées

Bien qu'encourageant, le mécanisme de régulation incitative proposé par la CRE ne répond que partiellement aux enjeux mentionnés ci-dessus.

ENGIE souhaite voir également des indicateurs supplémentaires sur la qualité de la courbe de charge, la qualité de leur enregistrement impactant directement leur exploitabilité, ce, même si nos recommandations ont été suivies sur les index mensuels et journaliers, et que le transfert des données courbe de charge est monitoré à J+1. Comme nous le mentionnions à l'occasion de la consultation d'octobre 2019, la construction d'un taux basé sur le nombre de points de courbes reçues par an par



client / nombre cible (365\*48), agrégé à la maille du portefeuille et par segment/fréquence de publication nous semble essentielle.

Par ailleurs, il nous semble important de mieux monitorer la qualité et la réactivité de la transmission des flux intra-journalier de relèves et de consommations dans le délai convenu en incitant :

- L'indicateur mensuel  $T_n$  permettant de suivre la proportion de fichiers envoyés de façon nominale (sans qu'une intervention soit nécessaire) : nombre de fichiers émis vers les partenaires sans intervention manuelle le jour  $k$  / nombre total de fichiers produits par ENEDIS un jour  $k$

- L'indicateur mensuel  $T_r$  permettant de suivre la proportion de fichiers envoyés avant 13h00, après intervention si nécessaire : nombre de fichiers émis vers les partenaires envoyés avant 13h00, après intervention si nécessaire le jour  $k$  / nombre total de fichiers produits par ENEDIS un jour  $k$

Enfin, dans le cas où l'absence de réception d'un fichier nécessite une intervention, il nous semble important qu'un indicateur incite à une réponse dans la journée dans 95% des cas.

## NIVEAU TARIFAIRE

Question 23 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE quant à la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation des actions prioritaires mentionnées. ENGIE souhaite insister sur la nécessité d'englober l'ensemble des différents types de congestion et souhaite rappeler les remarques formulées lors de la consultation publique n°2019-018 du 17 octobre 2019 à la Question 34 : "Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semble-t-il nécessaire de mettre en œuvre ?"

Question 24 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées au système électrique d'ENEDIS ?

ENGIE souhaite rappeler le besoin de transparence et de visibilité des fournisseurs concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique d'ENEDIS. Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE précise qu'elle a retenu une évolution tarifaire lissée. Aussi, ENGIE insiste sur la nécessité de conserver une telle approche sur toute la période du TURPE 6 ou d'éviter des hausses trop brutales sur les premières années de la période tarifaire. Il est en effet primordial d'assurer la visibilité nécessaire aux fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires et de s'adapter aux évolutions du marché en particulier pour les offres à prix fixe.

ENGIE prend note des conclusions de la CRE jugeant cohérentes les prévisions de volumes et de prix utilisées par ENEDIS pour la valorisation du Contrat d'accès au réseau de transport, la valorisation des

pertes ainsi que les raccordements au réseau de transport. ENGIE rappelle que la régulation incitative des charges nettes d'exploitation doit inciter ENEDIS à améliorer son efficacité sur la période tarifaire, afin que les utilisateurs des réseaux bénéficient dans la durée des gains de productivité réalisés par l'opérateur.

ENGIE confirme la nécessité de prendre en compte dans la trajectoire budgétaire d'ENEDIS l'effet de la COVID-19 sur la consommation.

#### Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) d'Enedis ?

Comme pour les charges liées à l'exploitation du système électrique, ENGIE souhaite rappeler le besoin de transparence et de visibilité des fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires. Il est en effet primordial d'assurer la visibilité nécessaire aux fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires et de s'adapter aux évolutions du marché en particulier pour les offres à prix fixe.

Compte tenu des gains d'efficacité progressifs générés par le déploiement des compteurs Linky (réduction des pertes non techniques et diminution des coûts de relève notamment) et des efforts nécessaires du distributeur en termes d'efficacité, les trajectoires de charges d'exploitation d'ENEDIS doivent être orientées à la baisse dans les années à venir. ENGIE se félicite donc des principaux ajustements préconisés par l'auditeur sur les postes Achats et services, Charges de personnel et Autres charges d'exploitation, ainsi que des ajustements complémentaires envisagés par la CRE sur la couverture des aléas climatiques de forte intensité. Il est important de noter que les hypothèses d'inflation retenues par ENEDIS pour ses trajectoires de charges nettes d'exploitation ont été revues à la baisse par l'auditeur et alignées sur les dernières hypothèses du PLF 2020 et du FMI et que ce principe devra être étendu à toutes les trajectoires de charges retenues dans le TURPE 6 HTA BT.

Ce scénario de référence ne prend toutefois pas en compte les impacts que la crise liée au COVID-19 pourrait avoir au-delà de 2020 et des possibles ajustements.

#### Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du TURPE 6 distribution et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?

ENGIE partage la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés dans le calcul du CMPC. ENGIE fait remarquer que la baisse des taux d'intérêts sur les marchés pourrait conduire dans la méthodologie de la CRE à un taux sans risque réel négatif ce qui n'est pas souhaitable. ENGIE est favorable à l'introduction d'un plancher du taux sans risque réel à zéro afin de préserver les investissements, dont la chronique ne dépend fondamentalement pas du coût de la dette mais bien des besoins du système industriel concerné.

ENGIE partage également l'analyse du consultant de la CRE sur le taux de retour total de marché réel stable dans le temps, avec une évolution cohérente de la prime de risque de marché et du taux sans risque.

ENGIE s'interroge sur les raisons d'exclure les données post-COVID de la période de référence pour l'analyse des bétas. En effet, les crises sont de plus en plus rapprochées et devraient donc être prises en compte et non écartées. La suggestion faite par le consultant d'une analyse à froid de l'impact de la crise sur les principaux paramètres du marché des capitaux mérite donc d'être prise en compte, charge à la CRE de préciser les conditions d'une telle clause de rendez-vous après consultation des acteurs de marché.

#### Question 27 : Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissement proposée par Enedis ?

ENGIE encourage la CRE concernant la nécessité d'accélérer la transition énergétique et par voie de conséquence de prévoir l'adaptation des réseaux pour accompagner l'accueil des EnR (renforcement du réseau notamment), en intégrant des alternatives comme par exemple les offres de flexibilités efficaces et disponibles portées par les opérateurs de marché.

ENGIE reste soucieuse de la bonne mise en œuvre de ces investissements et souligne le fait que le réseau de distribution vieillissant représente une réelle opportunité pour conjuguer les efforts pris en charge dans le TURPE et par les S3REnR pris en charge par le budget de l'état. Cependant, sans incitation à rechercher des optimisations au travers de ces deux dispositifs, ENGIE craint que cela ne soit pas possible.

Par ailleurs, ENGIE rappelle que la coordination des investissements entre les gestionnaires de réseaux (élargie le cas échéant aux réseaux gaziers, dans une logique de *sector coupling*) n'est toujours pas prise en compte, il y a là aussi des optimisations à rechercher.

ENGIE souhaite donc que ces enjeux soient pris en compte par la CRE dans le prochain TURPE

#### Question 28 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?

ENGIE souligne un manque de précision quant aux motivations d'ENEDIS pour engager certains investissements (SI ou véhicules, par exemple). Aussi, ENGIE n'est pas en mesure d'apprécier pleinement la pertinence des hausses prévisionnelles.

#### Question 29 : Etes-vous favorable aux ajustements envisagés par la CRE concernant l'intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR d'Enedis ?

ENGIE est favorable aux ajustements envisagés par la CRE concernant l'intégration des colonnes montantes "loi ELAN" à la BAR d'ENEDIS.

Question 30 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant l'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés par Enedis pour la période du TURPE 6 distribution ?

ENGIE partage la trajectoire envisagée du nombre de consommateurs raccordés, cohérente avec le rythme de construction de bâtiments neufs (environ 300k logements par an).

Concernant la puissance souscrite, la CRE utilise la tendance observée entre 2019 et 2020. ENGIE émet des réserves sur ce point et attire l'attention de la CRE sur les éventuelles conséquences qu'auront la future RE2020 et les modifications de la BBC rénovation sur les consommations énergétiques futures.

Devront également être prises en compte les conséquences de la crise sanitaire.

Question 31 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 distribution ?

Comme exposé à plusieurs reprises dans la consultation, il nous paraît essentiel que la CRE apporte une attention particulière aux trajectoires d'investissements et de charges d'exploitation envisagées par ENEDIS afin de limiter des hausses de tarifs difficilement acceptables pour de nombreux consommateurs.

L'évolution tarifaire demandée par ENEDIS, à 3,7% lissée sur 4 ans, et qui pourrait atteindre 4,1% en considérant le scénario médian d'évolution du TURPE 6 HTB, nous semble donc difficilement concevable tant ces trajectoires sont éloignées des prévisions d'ENGIE, y compris dans ses scénarios les plus pessimistes. Il paraît d'ailleurs fort peu crédible que les fournisseurs d'électricité aient envisagé de telles hausses dans le *pricing* de leurs offres de commercialisation.

Par ailleurs, l'hypothèse d'évolution moyenne d'inflation mentionnées par ENEDIS dans sa demande d'évolution tarifaire (+1,4% ; +1,6 % voire +1,7% par an) semble assez largement surévaluée lorsqu'on regarde les dernières prévisions de la Banque de France (+0,5% pour 2020, 0,6% pour 2021 et 1,0% pour 2022<sup>3</sup>), et contribue à gonfler artificiellement les hausses demandées par ENEDIS.

Enfin, les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé envisagées par la CRE, respectivement à 2,5% et 1,5% par an, nous semblent plus réalistes, bien que légèrement élevées compte tenu du contexte économique et des charges probables d'ENEDIS.

ENGIE rappelle enfin la nécessité d'une évolution tarifaire lissée ou la plus limitée possible sur les premières années de la période tarifaire pour garantir la meilleure visibilité possible aux fournisseurs. Si une hausse significative des tarifs devait être acceptée, ENGIE souhaite qu'elle soit plus forte en 2ème partie de période tarifaire que sur la 1ère partie. Un juste équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs apparaît également comme un élément essentiel à prendre en compte dans l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 HTB. A court terme et sur les 2 premières années, ENGIE est favorable à une augmentation plus forte de la part abonnement plutôt que de la part consommation (€/MWh).

---

<sup>3</sup> Source : Banque de France Projections Macroéconomiques publiées en Septembre 2020

Question 32 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du paramètre  $R_f$  envisagées par la CRE ?

ENGIE n'a pas de remarques concernant les modalités d'évolution du paramètre  $R_f$  envisagées par la CRE.

## STRUCTURE TARIFAIRE

Question 33 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?

**ENGIE est favorable au maintien de la forme générale des grilles tarifaires.**

ENGIE rappelle l'importance des principes de transparence et de prévisibilité. Le TURPE représente une part significative de la facture d'un client. Il serait important de permettre aux consommateurs de disposer d'informations plus lisibles qu'aujourd'hui sur les coûts de réseau qu'engendre leur consommation d'électricité, en s'assurant que le prix de l'acheminement est rendu accessible dans les factures reçues par les consommateurs et que le mode de calcul utilisé par le fournisseur reflète bien la réalité de ses coûts.

En outre, ENGIE souhaite que les grilles tarifaires soient davantage adaptées au développement des nouveaux usages. Comme la CRE l'indique, le développement attendu de "nouveaux" usages (stockage par batterie couplé éventuellement à des moyens de production décentralisés, mobilité électrique, autoconsommation, etc.) va conduire à l'apport de services aux gestionnaires de réseaux. **Les valeurs de TURPE relatives à chacun de ces usages doivent donc traduire les bénéfices rendus.**

Concernant le stockage, des évolutions sont également nécessaires ; lors de GT spécifiques sur le stockage (à l'initiative de la CRE : fin 2019-début 2020), la CRE s'était montrée favorable à une analyse des impacts du stockage sur le réseau, permettant de caler des valeurs de TURPE représentatives. Cette approche nous apparaît pertinente. Des réflexions de même nature pourraient être conduites concernant la mobilité électrique.

Concernant l'autoconsommation, la définition d'un TURPE adapté est - dans son principe - tout à fait louable même si nous continuons à souhaiter une analyse plus fine de la CRE permettant une évolution des valeurs retenues (cf. nos réponses infra : questions 38 à 42).

La CRE a fait mention dans de précédentes consultations de l'impossibilité de réunir suffisamment d'éléments tangibles sur l'autoconsommation pour mener une révision du TURPE sur ce type de modèle innovant.

Au deuxième trimestre 2020, selon ENEDIS, la France comptait 77 804 installations d'autoconsommation individuelle pour une capacité de 320 MW. Nous sommes ainsi passés d'une phase expérimentale à une phase industrielle, avec de nombreuses données d'analyse permettant de mener une analyse plus approfondie d'un TURPE dédié à ces modèles.

Concernant l'autoconsommation collective, fort de plusieurs expérimentations en cours par différents opérateurs et à la faveur de la sortie de l'hiver 2020-2021, la CRE va pouvoir disposer de retours d'expériences factuels sur les usages réels de l'autoconsommation collective. De telles données doivent dès maintenant s'inscrire dans la réflexion du TURPE 6. ENGIE propose d'échanger avec la CRE sur son expérimentation en cours à l'Île d'Yeu. D'une durée de 2 ans, ce projet pilote réunit, sur la base du volontariat, 23 maisons individuelles situées dans le quartier de Ker Pissot et alentours, sur l'Île d'Yeu en Vendée (85). Ces maisons se partagent de l'électricité 100% solaire et locale provenant de panneaux photovoltaïques installés sur les toits de 5 d'entre elles. Au demeurant, ENGIE peut apporter son retour d'expérience avant les délibérations de la CRE, quitte à ce que les données soient complétées ultérieurement à la faveur de saisons plus complètes.

L'autoconsommation individuelle avec stockage thermique ou batterie, ainsi que l'autoconsommation collective, jugulent les appels à puissance sur le réseau. À ce titre, à l'instar de l'effacement, ils réduisent les investissements nécessaires et ainsi contribuent à réduire les coûts du réseau pour l'ensemble de la collectivité. Ce nouveau paradigme devrait être intégré dans le TURPE 6 en permettant un tarif adapté à ce type de consommateurs.

Question 34 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la baisse des composantes de comptage pour les domaines de tension  $BT \leq 36$  kVA, mais aussi HTA et  $BT > 36$  kVA ?

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE sur la baisse des composantes de comptage pour les domaines de tension  $BT \leq 36$  kVA, mais aussi HTA et  $BT > 36$  kVA.

Question 35 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTA et BT ?

ENGIE est favorable aux grilles tarifaires envisagées par la CRE pour les domaines de tension HTA et BT. Toutefois, la CRE prévoit une augmentation conséquente de la part fixe sur la Courte utilisation (CU), qui n'est pas compensée par la baisse du comptage. ENGIE souhaite que la CRE retienne une grille tarifaire plus équilibrée entre CU et moyenne utilisation (MU).

Question 36 : Etes-vous favorable à l'alignement du coefficient pondérateur pour le calcul de la tarification des dépassements de puissance en HTA sur celui de la HTB ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant l'alignement du coefficient pondérateur pour le calcul de la tarification des dépassements de puissance en HTA sur celui de la HTB.

Question 37 : Êtes-vous favorable à préciser, dans les règles tarifaires relatives à la distribution, que dans le cas où un regroupement conventionnel de points de connexion concerne des installations de production et des points de soutirage, les flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage ?

**ENGIE n'est pas favorable à la proposition de la CRE.**

ENGIE souhaite au contraire que les flux d'injection puissent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage, **afin d'aider davantage l'auto-consommateur, encore piètrement soutenu dans le cadre du TURPE 6.**

Question 38 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau des composantes de gestion, tant en autoconsommation individuelle (ACI) qu'en autoconsommation collective (ACC). ENGIE adhère à l'analyse de la CRE qui estime que les coûts futurs sont difficilement prévisibles à ce jour. Il n'est donc pas souhaitable de relever le niveau de la composante de gestion en raison des coûts actuellement constatés.

ENGIE souhaite que la CRE et ENEDIS affinent leurs analyses afin de disposer de composantes de gestion réellement représentatives des coûts relatifs à la gestion de ces opérations. Ces analyses devraient conduire à des valeurs inférieures à celles proposées. L'autoconsommation, tant individuelle que collective, permet en effet une moindre utilisation du réseau, ce qui justifierait de revoir à la baisse le niveau de la composante de gestion dans le TURPE 6.

En outre, ENGIE souhaite insister une nouvelle fois sur les freins au développement de l'autoconsommation. Dans le cas de l'autoconsommation individuelle (avec vente en surplus), les procédures administratives nécessaires pour le montage d'un projet (notamment les démarches auprès d'ENEDIS pour le dossier "raccordement") induisent des délais encore beaucoup trop longs et une grande complexité pour les utilisateurs (un très grand nombre de champs sont à renseigner inutilement). Il est absolument nécessaire d'apporter des simplifications (comme cela a déjà été présenté à la DGEC et proposé dans le cadre de la révision de l'arrêté tarifaire présenté en CSE le 29 septembre 2020). On peut logiquement penser que cette simplification conduira à une réduction notable des coûts de gestion.

Enfin, il serait utile que la CRE précise si la composante de gestion est facturée (i) à chaque participant à l'opération d'ACC ou (ii) à la personne morale organisatrice.

Question 39 : Êtes-vous favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, telle qu'actuellement en vigueur ?

**ENGIE est favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage optionnelle**, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective (tant que le nombre d'opérations en ACC reste trop limité pour évaluer précisément cette composante) : les graphes issus du REX "ENEDIS" montrent que pour l'échantillon retenu, 23% des autoconsommateurs en ACC sont pénalisés par la composante "optionnelle". Le choix entre composante classique et composante optionnelle doit donc être maintenu.

**Pour autant, nous souhaitons que la CRE poursuive ses travaux afin de préciser les valeurs de cette composante**, sur la base d'un REX plus approfondi, associant non seulement ENEDIS mais également les porteurs de projet volontaires, afin de disposer de valeurs plus robustes et ainsi caler plus précisément le TURPE 6. ENGIE se tient à la disposition de la CRE afin de partager ses retours d'expérience issus d'une opération d'ACC étendue en cours. À la fin de l'hiver, nous disposerons d'éléments chiffrés représentatifs d'un fonctionnement sur plusieurs saisons, et nous tenons à la disposition de la CRE pour un point intermédiaire si nécessaire.

En outre, ENGIE ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle la non-souscription de cette option s'expliquerait par l'absence d'un SI adéquat chez certains fournisseurs. De notre point de vue, les participants à une opération d'autoconsommation collective ne jugent en fait pas utile de procéder à la démarche de souscription d'un dispositif de cette complexité apportant un gain aussi dérisoire (16 euros HT par an pour les sites qui auraient intérêt à souscrire cette option, comme le calcule la CRE...).

Enfin, comme proposé, nous souhaitons effectivement que *« la CRE s'assure par ailleurs que la souscription de cette option soit facilitée, notamment via une clarification des modalités d'échanges entre personnes morales organisatrices des opérations d'autoconsommation collective, participants, fournisseurs de complément et ENEDIS »*.

Question 40 : Êtes-vous favorable à la suppression du paramètre de 30 % de participation des flux « autoproduits » aux flux amonts ?

**ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de supprimer le paramètre de 30% de participation des flux "autoproduits" aux flux amonts.**

En effet, jusqu'à présent, s'agissant de la composante applicable aux flux autoproduits, la CRE considérait qu'en moyenne, 30% de ces flux venaient des réseaux amonts. Cette valeur de 30%, comme nous l'avons mentionné lors de nos réponses aux consultations précédentes, paraissait très élevée. En effet, la plupart des opérations d'autoconsommation dimensionnent leur panneau de façon à maximiser le taux d'autoconsommation et sont donc quasi systématiquement dans des situations où la consommation couvre très largement la production.



### Complément sur les flux alloproduits :

Le TURPE “autoconsommation” actuel retient comme hypothèse, dans sa construction, que l’intégralité des flux alloproduits provient des réseaux de tension amonts. Or, ces flux peuvent aussi provenir de moyens de production voisins mais ne faisant pas partie de l’opération d’autoconsommation collective (panneau solaire en obligation d’achat). Cet élément devrait être pris en compte dans la construction du tarif et ainsi abaisser le tarif appliqué aux flux alloproduits. **ENGIE considère que les flux alloproduits alimentant une opération d’autoconsommation collective devraient se voir attribuer la même part de production locale que les flux alimentant un consommateur basse tension classique** : l’arrivée d’une opération d’autoconsommation collective sur une maille de réseau n’a aucune raison de modifier la proportion de panneaux solaires en obligation d’achat sur cette zone.

Enfin, ce constat devrait conduire à modifier à la baisse les coefficients des flux alloproduits des grilles tarifaires (cf. annexe 10)

Question 41 : Êtes-vous favorable à l’exemption de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d’acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où un participant à une opération d’autoconsommation collective ayant souscrit l’option tarifaire spécifique à l’autoconsommation collective quitte cette opération ?

**ENGIE est favorable à l’exemption** de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d’acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où un participant à une opération d’autoconsommation collective ayant souscrit l’option tarifaire spécifique à l’autoconsommation collective quitte cette opération.

Par ailleurs, comme nous l’avons mentionné à l’occasion de la consultation du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage, **ENGIE souhaite étendre cette exemption** en cas de changement de fournisseur (le nouveau fournisseur n’a en effet pas à subir l’impact des choix du précédent fournisseur et devrait pouvoir proposer à son client la formule la plus adaptée à sa situation dès le début de son contrat), en cas d’introduction d’un nouvel usage ainsi que lors de la mise en place d’un nouveau tarif, du TURPE 6 en particulier.

Question 42 : Partagez-vous la proposition de la CRE de reconduire la règle selon laquelle une composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d’autoconsommation collective ne peut s’appliquer que dans le cas d’opérations dont l’ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT ?

**ENGIE n’est pas favorable à la proposition de la CRE** de reconduire la règle selon laquelle une composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d’autoconsommation collective ne peut s’appliquer que dans le cas d’opérations dont l’ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT.

La composante de soutirage optionnelle a été mise en place par la CRE afin de refléter au mieux le coût pour le réseau d'une opération d'ACC vs une opération "classique".

Il n'y a donc aucune raison, sur le principe, de supprimer cette composante de soutirage optionnelle si les participants ne sont pas raccordés au même poste HTA/BT. Cela conduirait à désavantager sans raison ce type d'opérations.

**Nous souhaitons donc que cette composante optionnelle soit maintenue quelle que soit la typologie de l'opération d'ACC ;** charge à la CRE d'effectuer les analyses nécessaires (en y associant les parties prenantes) afin de prendre au mieux en considération ce type de configurations.