

Réponses de ELE
CONSULTATION PUBLIQUE N°2020-017 DU 8 OCTOBRE 2020 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 6 HTA-BT)

Ce document a été rédigé par ELE, syndicat professionnel représentant des Entreprises Locales d'Énergies, en collaboration avec ses adhérents. ELE regroupe des ELD (GRD et Fournisseurs) et des producteurs d'énergie, représente ses membres au niveau national, organise et anime les échanges d'expertises et d'expériences sur les sujets métiers et dans le domaine social, accompagne ses adhérents dans la compréhension et la mise en œuvre de la réglementation.

Introduction

A titre liminaire, ELE tient à rappeler que les ELD gestionnaires de réseaux connaissent des caractéristiques très différentes de celles d'ENEDIS. Cette consultation occulte parfois ces différences, ce qui oriente un certain nombre de réponses d'ELE.

En effet, toute pertinence statistique valable pour ENEDIS, du fait de volumes importants, ne l'est pas forcément pour les ELD. Cela étant dit, les régulations incitatives décrites par la CRE dans cette consultation ne semblent pas statistiquement applicables aux ELD, qui ont des spécificités de taille et de volume.

Ces différences se font particulièrement jour en ce qui concerne la régulation incitative mise en place pour ENEDIS.

Questions de la consultation

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

Nous souscrivons globalement aux enjeux principaux identifiés par la CRE.

ELE s'étonne cependant que ne soit pas évoqué :

- Le **développement des services digitaux** pour les utilisateurs comme enjeux (d'investissements notamment), la gestion des données, leur mise à disposition aux acteurs, ainsi que le développement de l'*open data*.
- Le nécessaire **besoin de capacité d'investissement pour la rénovation et renouvellement des colonnes montantes** intégrées dans les concessions des GRD par suite de la Loi ELAN.

De plus, en ce qui concerne la **flexibilité en territoire ELD**, le déploiement des **compteurs communicants n'est pas autant avancé que sur le réseau ENEDIS**, de sorte que le développement des flexibilités y sera plus limité sur la période Turpe 6. Cette flexibilité pose également la question de sa **fiabilité**, de sa pérennité et de sa pertinence économique à long terme. Les **gains des flexibilités sont en effet à relativiser dans la durée**, étant entendu que la flexibilité est moins stable dans la durée et pouvant générer des dépenses d'Indemnités par les gestionnaires de réseaux.

Il conviendrait également d'ajouter aux grands principes identifiés, une **simplification des mécanismes**.

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

ELE est favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période.

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 ?

ELE n'est pas favorable à la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours pour les seuls investissements à cycle long. L'ensemble des investissements à réaliser concourent au besoin de financement d'une entreprise en général et d'un GRD en particulier. **Nous lui préférons** donc la proposition d'ENEDIS soit **une rémunération à l'ensemble des immobilisations au CMPC**.

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

ELE n'est pas favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués

Une grande partie des coûts échoués est générée par les déplacements d'ouvrages demandés par la collectivité. Les Gestionnaires de réseaux ne sont pas en mesure ni de prévoir ni de s'opposer à ces demandes. **Ces coûts échoués s'imposent à eux sans qu'ils aient le moindre moyen de maîtrise.**

Par ailleurs, la **transition énergétique** est créatrice d'incertitudes en ce qui concerne la planification des réseaux. Cela fait peser des risques de coûts échoués et des risques de sous-investissement qui seraient préjudiciables à la mise en œuvre des objectifs de la transition. C'est pourquoi il conviendrait **d'élargir un tel dispositif aux coûts échoués consécutifs des S3REN**. L'absence de quote-part pour les productions diffuses le justifierait pourtant.

Enfin, **d'autres coûts échoués pourraient venir s'ajouter** : coûts d'études sans suite, dimensionnement durable d'un ouvrage qui s'apparente à un surinvestissement ponctuel par anticipation, etc. Il arrive en effet que des capacités soient construites sans que des producteurs ne s'y raccordent ou que les soutirages se révèlent in fine très inférieurs aux prévisions fournies par les clients.

Enfin, ELE estime que **les coûts échoués liés à la destruction des ouvrages dans le cadre des aléas climatiques sont en très grande partie non-maitrisables**. En effet, les investissements pour l'enfouissement des réseaux et leurs effets s'inscrivent dans un temps long alors que les aléas climatiques sont par définition des événements soudains et non-maitrisables. Par ailleurs, les modèles climatiques annoncent pour les prochaines années des événements de plus en plus violents.

Par conséquent, **ELE considère que ces coûts doivent relever du CRCP**. En effet, les ELD ne peuvent prévoir une trajectoire, les aléas pouvant être très forts et disparates d'une année à l'autre, compte tenu de leur application à des volumes bien plus faibles que ceux d'ENEDIS en matière de dimensionnement réseaux. De plus, les gains considérés dans les ELD ne peuvent justifier une incitation.

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

ELE n'est pas favorable au traitement envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés.

Nos adhérents considèrent que le traitement des plus-values et moins-values devraient connaître une certaine **symétrie**.

Ainsi, s'il est envisagé un **partage 80-20 des plus-values**, le **partage de la moins-value devrait se faire sur la même base**.

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

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

Cependant, nous nous interrogeons sur la **clause de rendez-vous** n'intervenant qu'en milieu de période. Il nous semblerait en effet préférable que celle-ci soit **activable dès que des éléments extérieurs viendraient modifier la trajectoire** des GRD (de l'ordre de 1%).

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 ?

ELE n'est pas favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE. Pour mémoire, nous considérons que les **pertes et cout unitaire d'investissement ne devraient pas faire l'objet de régulations incitatives**.

Cette opposition à la régulation incitative sur les volumes de pertes se justifie notamment par le **développement des ENR** qui à l'origine de nombreuses pertes, liées aux producteurs. **Les GRD n'ont aucun moyen d'action à cet égard**, ce qui ne rend pas une telle incitation pertinente pour ELE.

Pour ce qui concerne les **coûts unitaire d'investissement (CUI)** dans les réseaux, **les ELD n'ont pas suffisamment de volume d'investissements par catégorie d'ouvrage** pour que des coûts unitaires puissent être déterminés de façon pertinente (des écarts très forts seraient constatés d'une année à l'autre).

La CRE propose qu'ENEDIS ne s'assure plus au titre du **risque tempête** et que les charges soient prises en charge par le CRCP. **ELE est favorable à cette évolution** et soutient sa généralisation.

Sur le FPE

ELE s'oppose à ce que les charges du FPE ne soient plus couvertes par le CRCP. En effet, la trajectoire des charges ne peut être suffisamment prévisible, compte-tenu des impacts significatifs de la transition énergétique dans les années à venir mais aussi de la possibilité qui est donnée aux ELD d'exposer leurs charges.

Sur la redevance de concession

ELE s'oppose à ce que les charges relatives aux redevances de concession ne soient plus couvertes au CRCP. En effet, des évolutions de ces redevances de concession ne sont pas inenvisageables de sorte que cette exclusion ne se justifie pas.

Sur l'intégration des charges SI

Nous plaillons pour que le CRCP intègre une part très significative des charges SI des GRD ELD. Les évolutions et la complexité croissante permanente des mécanismes de marché, la gestion de la transition énergétique, les exigences de tout ordre en termes de mises à disposition de données et de digitalisation attendue font que les trajectoires SI sont fortes et imprévisibles sur la durée d'un Turpe.

Sur la contribution au FACE

Les adhérents d'ELE appellent de leurs vœux à ce que la contribution au FACE soit intégrée au CRCP. En effet, les regroupements de communes par exemple ne constituent pas des évènements



maitrisables. Ceux-ci peuvent engendrer des augmentations de contributions qui doivent être intégrées au CRCP. D'autant plus que s'il existe peu de variation sur ces thématiques, cela ne coûte pas grand-chose de les examiner. Aussi, l'enjeu ne nous semble pas mériter cette sortie.

Sur les charges relatives aux impayés

ELE s'oppose également à la sortie du CRCP des charges relatives aux impayés dus à une défaillance d'un fournisseur, la garantie bancaire ne couvrant pas totalement ce risque, d'autant qu'il existe de nombreuses exemptions.

ELE estime enfin que la totalité des charges associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques devrait être prise en compte dans le CRCP (voir réponse à la question 4).

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

ELE n'est pas favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des pertes

Contre la régulation incitative du volume des pertes :

Pour mémoire, **les ELD ne sont pas favorables à ces incitations**. Des incitations sur les volumes des pertes ne sont pas pertinentes dans la mesure où la **multiplication des raccordements ENR génèrent des pertes qui ne sont pas maîtrisables**. De plus, l'affirmation que les pertes puissent être réduites grâce aux EnR est rarement vérifiée sur les réseaux ruraux (l'essentiel de la production ENR est raccordé au niveau de tension HTA puis refoulée sur le réseau de transport via des départs HTA (voir désormais des transformateurs HTB/HTA) dédiés) et pas toujours sur les réseaux urbains.

De plus, les **profils de pertes** étant extrêmement **thermosensibles**, ils sont particulièrement soumis aux aléas climatiques, qui ne sont **pas prévisibles par définition**.

Au périmètre des ELD, la régulation incitative des pertes n'est donc pas pertinente.

Sur le prix d'achat des pertes :

Les prix de marché sont particulièrement volatiles et le dimensionnement des **ELD ne permet pas des achats séquencés** (ou à des fréquences aussi élevées qu'Enedis) permettant de lisser/réduire le risque prix. En outre, la **grande majorité des ELD n'ont pas accès au marché à terme et aux arbitrages**, les prix retenus étant issus d'appels d'offres auprès des fournisseurs.

Ce raisonnement est au demeurant également valable sur l'achat des capacités.

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

ELE n'est pas favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement

Si cette régulation incitative peut être pertinente au périmètre ENEDIS, ce n'est pas le cas sur le périmètre des ELD où le **nombre de chantiers est trop faible pour avoir une pertinence statistique**.

En effet, les ELD ne disposent pas de volumes financiers suffisantes pour que des coûts unitaires aient un sens.

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

ELE n'est pas favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 distribution.

ELE attire l'attention de la CRE sur le fait que la **régulation incitative mis en place pour ENEDIS ne peut pas être transposable aux ELD** qui ont des spécificités de taille et de volume d'affaire.

Les **investissements hors réseaux** sont essentiellement constitués des **investissements SI**. Ils sont aujourd'hui liés notamment à des demandes du régulateur ou à des obligations réglementaires. Par ailleurs, la majorité de ces obligations sont inconnues en début de période et doivent donc être couvertes par le CRCP.

Par exemple la mise en œuvre de portails ELD ouverts en webservices aurait un impact très significatif sur les GRD ELD.

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

ELE n'est pas favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements pour les ELD.

ELE attire l'attention de la CRE sur le fait que la **régulation incitative mis en place pour ENEDIS ne peut pas être transposable aux ELD** qui ont des spécificités de taille et de volume d'affaire.

En effet, inciter à un délai moyen au périmètre ENEDIS peut être pertinent. Mais à **l'échelle d'une ELD**, un raccordement plus long ou plus complexe que les autres viendrait fortement **pénaliser un indicateur de moyenne**. Une moyenne sur une ELD sur des délais de raccordement a moins de valeur statistique et partant, n'est **pas pertinent**.

Actuellement, **l'indicateur de respect de la date de mise à disposition des raccordements** par Enedis se base sur une « date convenue ». La CRE suggère qu'une incitation assise sur un délai en nombre de jours pourrait être plus efficace et être davantage en adéquation avec les besoins des clients.

Nous ne mesurons pas aujourd'hui de vraies difficultés avec les demandeurs sur ce sujet et attirons l'attention de la CRE sur le fait qu'**un délai en valeur absolu n'a pas de sens** : le GRD est tenu par une multitude de contraintes et de réglementations (Code de l'énergie, Code de l'environnement, Code de l'urbanisme, Code de la voirie routière, etc.) spécifiques pour chaque projet et pour lesquelles le GRD ne maîtrise pas les délais. A titre d'exemple, les traversées de voies SNCF peuvent nécessiter jusqu'à trois ans pour être réalisées.

De plus et au-delà des contraintes administratives, ELE souhaite également attirer l'attention de la CRE sur les autres contraintes multiples qui peuvent être liées aux clients eux-mêmes et qui impactent directement les délais de raccordement. A titre d'exemple, citons la présence d'autres concessionnaires ou d'échafaudage dans le cas d'immeubles en retard sur leurs travaux et ne nous permettant pas d'intervenir, la pose du coffret et/ou de la DI par le client non réalisés, ou encore des demandes de raccordement validées plusieurs mois avant le besoin réel.

Enfin, le demandeur peut imposer au GRD pour ses propres besoins d'organisation une date de raccordement plus tardive. Le GRD se verrait alors obliger de retarder le devis le plus tard possible pour se rapprocher du délai de raccordement établis.

Nous souhaitons **en conséquence que soit maintenu un indicateur basé sur le respect de la date convenue qui résulte d'un dialogue constructif et transparent avec le demandeur** du raccordement. Un indicateur en nombre de jours ne reflétera pas la performance du GRD.

En cas d'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis, **ELE propose à la CRE d'établir une méthode qui permettrait d'écarter les valeurs aberrantes extrêmes très supérieures (de 10%) ou très inférieures (de 10%) à la valeur moyenne retenue.**

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

ELE est globalement en accord avec cette proposition. Elle attire cependant l'attention de la CRE sur le fait qu'un suivi d'indicateurs aussi complexe semble une charge administrative démesurée, rapporté au gain potentiel.

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 ?

Nous n'avons pas de remarques particulières.

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

ELE ne se prononce pas sur la mise en œuvre des indicateurs envisagés relatifs à la modélisation des pertes d'Enedis.

En ce qui concerne les **ELD elles-mêmes, la mise en place de tels indicateurs n'est pas envisageable sur la période du Turpe 6.** En effet, les GRD doivent préalablement intégrer les évolutions de la reconstitution des flux décidées en GT national, déployer les comptages communicants et potentiellement utiliser leur relève quotidienne pour calculer des facteurs d'usages quotidiens, passer en profilage total...

Par ailleurs, il est important pour ELE que les indicateurs et leur complexité mais aussi les mécanismes en eux-mêmes puissent être simplifiés et adaptés aux capacités des ELD.

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

Nous n'avons pas de remarques particulières.

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 ?

Nous n'avons pas de remarques particulières.

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 ?

ELE est favorable à cette proposition sous réserve que celle-ci permette de fiabiliser le calcul du critère B. Elle considère en effet que la fiabilité du mode de calcul proposé basé sur les données Linky ne permettra pas non plus de disposer d'un résultat 100% fiable, le niveau de précision reposant également sur la bonne modélisation des réseaux par exemple. Il sera nécessaire de distinguer les coupures sur incident des coupures volontaires et l'absence de tension ne permet pas nécessairement cette distinction. Par ailleurs, lors d'un accrochage de réseau, le câble étant coupé (et donc la



communication CPL), l'information de la coupure ne remontera pas dans les SI. Il en est de même du fait des taux de communication qui ne sont jamais de 100% au quotidien.

ELE considère donc que l'évolution proposée constitue un moyen de calcul différent des temps de coupure, permettant de fiabiliser le calcul, mais considère que l'amélioration de fiabilité du résultat obtenu reste à démontrer.

En outre, le calendrier de déploiement dans les zones ELD n'étant pas le même que celui d'Enedis, ELE considère que cette évolution ne pourrait le cas échéant être étendue aux ELD dans les mêmes conditions, de délai notamment. De plus il conviendrait de s'assurer que le résultat du calcul serait meilleur qu'aujourd'hui, alors que le niveau de précision des calculs effectués dans la plupart d'entre-elles est tel que le calcul actuel du critère B n'est pas sujet à discussion. L'évolution proposée pour Enedis ne se justifierait pas dans ces cas.

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) ?

Il est difficile de se faire un avis pertinent sans disposer des résultats de l'historique. De plus, en ce qui concerne la tendance à l'amélioration permanente et significative, il convient de s'assurer que cela n'aboutisse pas à une « sur qualité » coûteuse pour les utilisateurs du réseau.

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 ?

Nous n'avons pas de remarques particulières.

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 ?

ELE y est favorable.

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 ?

Le montant minimum des projets (3M€) est trop important pour permettre aux ELD de participer. Aussi, **ELE est favorable à cette évolution**. Nous appelons également de nos vœux à ce que ce seuil soit adapté à due proportion aux autres GRD.

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 ?

Les ELD attirent l'attention de la CRE sur le fait que les nouvelles publications demandées **nécessitent des adaptations SI** (pouvant être significatives) afin de pouvoir fournir les données au format et à la

maille et l'agrégat qui conviennent. De plus, les calendriers de déploiement sont différents en zone ELD.

ENEDIS a mis plusieurs années à atteindre ce taux de relève journalier. Il conviendrait de prendre en compte cette période d'adaptation du SI.

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 ?

ELE considère qu'un système de bonus serait bien plus incitatif qu'un mécanisme de malus, compte tenu de la dimension innovante des actions envisagées.

En effet pour mettre en place l'innovation, il convient de la favoriser et non de pénaliser le manque d'innovation. Cela permettrait à d'autres GRD qu'ENEDIS de se concentrer sur certaines d'entre elles et donc de participer de cette innovation.

Un certain nombre de thématiques pourront faire l'objet d'échanges particuliers, comme les flexibilités, le stockage, le foisonnement des IRVE ou encore Linky.

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

Nous n'avons pas de remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées au système électrique d'Enedis.

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

ELE considère que les évolutions de charges de personnel et de charges externes de SI demandées par Enedis sont justifiées. La complexité sans cesse croissante des mécanismes, des exploitations et des exigences des acteurs et de la transition énergétique nécessite la mise en œuvre de moyens supplémentaires et des niveaux de qualification du personnel plus importants. Les SI sont de plus en plus complexes avec des coûts de maintenance et de prestations en hausse, sans parler des investissements eux-mêmes.

Les exigences de productivité imposées ne peuvent être établies sans suffisamment tenir compte de cet état de fait.

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 ?

La crise sanitaire induit un niveau d'incertitude très élevé sur ces sujets, une clause de révision annuelle nous semble plus pertinente.

ELE considère que le β d'actif proposé par la CRE est trop bas. En effet, dans les autres pays d'Europe comparables, les bêtas d'actifs sont plus élevés qu'en France. De plus il a été réévalué en gaz, ce qui justifierait selon ELE, une réévaluation.

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

Les investissements sont propres à chaque GRD suivant les priorités définies avec les AODE et l'état du réseau qu'ils exploitent, notamment. Ils doivent tout d'abord faire face aux demandes imposées tel que : les demandes de raccordement, les évolutions réglementaires (la conséquence de la Loi ELAN est très significative pour certains GRD dont la plupart des colonnes montantes étaient hors concession par exemple). De même chaque ELD dispose d'un calendrier de déploiements des compteurs communicants qui lui est propre, d'un programme d'évolution ou renouvellement SI et Réseau qui est alimenté par les retours d'expérience de chacun.

Nous partageons en outre la vision d'Enedis sur la croissance des besoins en matière dépenses d'investissements dans les réseaux, en particulier de renouvellement et hors projet Linky.

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

Nous partageons la vision d'Enedis sur l'évolution des dépenses en matière de SI. Nous nous interrogeons sur la non retenue, par la CRE de ces trajectoires d'évolution.

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

ELE s'interroge sur la prise en compte des travaux de rénovation qui vont découler de cette intégration et qui n'est pas évoquée dans ce chapitre.

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 ?

Les trajectoires Enedis semblent plus favorables que sur le territoire de certaines ELD qui prévoient une croissance moindre qu'Enedis. Par ailleurs l'impact de la crise sanitaire semble prépondérant en ordre de grandeur et rend peu crédibles les évolutions annoncées, surtout en présence d'une seconde, voire d'une troisième vague.

ELE estime que la trajectoire devrait être revue à la baisse, à la fois en volume, en nombre de sites et en puissance.

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

ELE considère qu'en proportion l'impact des investissements SI et de la loi Elan est plus significatif pour les ELD que pour Enedis. Les ELD souhaitent que ces investissements réglementaires puissent être pris en compte et les dépenses mutualisées au niveau National.

Pour quelle raison la CRE introduit elle une fourchette étroite aux demandes d'Enedis à ce stade, ce qui ne semble pas aller dans le sens des constatations précédentes ?

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

ELE n'a pas de remarques particulières, si ce n'est qu'elle est favorable à la cohérence entre les énergies électricité et gaz.

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

Quelques remarques préliminaires sur le contexte et les enjeux identifiés par la CRE :

Sur le 4.1 Contexte et enjeux :

- Le développement des énergies renouvelables se poursuit et induit effectivement des besoins d'investissement importants. Les raccordements sont aujourd'hui majoritairement réalisés sur les réseaux de distribution et en zone rural avec de faibles consommations locales. C'est pourquoi ELE tient à nuancer l'affirmation de la CRE selon laquelle les productions ENR « peuvent contribuer à diminuer les flux sur les réseaux et à réduire les pertes ». Car, si cela peut être vrai à l'échelle nationale et au niveau du réseau de transport, c'est absolument contestable à l'échelle locale. En effet, l'essentiel de la production ENR est raccordé au niveau de tension HTA puis refoulée sur le réseau de transport via des départs HTA (voir désormais des transformateurs HTB/HTA) dédiés. Vu du gestionnaire de réseau de distribution, les flux sur ces réseaux HTA et les pertes associées augmentent fortement.
- Le développement des compteurs évolués devrait effectivement devenir un outil au service de l'efficacité énergétique. Plusieurs ELD ont engagé le déploiement des compteurs Linky. Néanmoins, ELE souhaite soulever deux points de vigilance.
 - Le déploiement des compteurs évolués est un investissement majeur dont l'équilibre financier est compliqué pour les ELD. Ces surcoûts structurels doivent être couverts via le TURPE ou tout autre mécanisme

Les compteurs Linky offrent la possibilité aux fournisseurs de proposer des calendriers spécifiques (non calés sur la structure tarifaire TURPE) et il conviendra d'être vigilant sur le fait que ces nouveaux tarifs n'entraînent pas une resynchronisation des usages et une augmentation des pointes de consommation.

Sur le 4.3.2. Forme des grilles :

- ELE estime qu'une suppression du TURPE HTA à pointe mobile serait souhaitable au regard du faible nombre d'utilisateurs ayant choisi cette option.

Sur la forme générale des grilles tarifaires :



Tout changement de forme induit des coûts liés à des évolutions SI (logiciel, outil, paramétrage...). Nous sommes favorables au maintien de la forme générale des grilles tarifaires. **ELE est donc favorable au maintien de la forme des grilles tarifaires pour TURPE 6.**

La distinction tarifaire opérée par la CRE au point 4.5.2 à partir de 2024 entre les clients non équipés de compteurs communicants, de leur fait ou du fait du GRD est cependant souhaitable.

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 ?

Les ELD considèrent que les baisses de coût dues aux évolutions des technologies de comptage sont annihilées par de nombreux autres chantiers en cours et surtout à venir : passage en IP des comptages haut de portefeuille, nouvelles prestations liées à la mise à disposition des données entraînant des charges nouvelles, passage en courbe de charge pour le mécanisme RE, modification du règlement des écarts au pas 15 minutes, déploiement des compteurs communicants.

De plus, la baisse envisagée du niveau de la composante de comptage semble contradictoire avec le mécanisme de différé tarifaire prévu par la Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA. Ce différé tarifaire devrait plutôt impacter à la hausse la composante de comptage, à partir de 2023 lorsque l'apurement du compte régulé de lissage (CRL) débute. Nous soulignons en outre que l'économie de coûts de relève est supposée couvrir les charges d'exploitation et de capital supplémentaires nécessaires au déploiement des compteurs évolués, et non entraîner une baisse de la composante de comptage.

Nous nous étonnons donc d'une diminution dès à présent de cette composante à moins que cette baisse soit intégralement due à un transfert de coûts vers une autre composante. Nous signalons que les baisses envisagées sont importantes et impactent significativement le chiffre d'affaires des GRD : de l'ordre de 0,5 €/MWh transité.

De plus, **les ELD attirent l'attention de la commission de régulation de l'énergie sur le fait que chaque GRD, conformément à la loi, dispose de son propre calendrier de déploiement Linky** qui peut s'étaler jusqu'à fin 2024. Dans ce contexte, et afin de ne pas pénaliser certains gestionnaires de réseaux publics de distribution, nous préconisons d'appliquer cette évolution si elle était retenue, de façon progressive et avec une certaine prudence.

En conséquence de ce qui précède, une diminution de cette composante devrait pour le moins être transférée sur une autre composante.

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

Les ELD sollicitées rappellent qu'elles constatent au niveau national, une **très faible souscription de l'option HTA à pointe mobile**, pendant de sa complexité.

C'est la raison pour laquelle ELE n'est pas favorable au maintien de cette option.

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 ?

Cet alignement a le mérite de la cohérence, toutefois la baisse de son niveau ne va pas dans le sens d'une meilleure maîtrise des appels de puissance sur les réseaux des GRD. Les utilisateurs pourront en effet baisser les puissances souscrites pour de mêmes appels de puissance, à coût équivalent. L'accroissement des écarts entre puissance souscrite et puissance atteinte rend moins prévisible les appels de charges pour les GRD et fragilise le réseau.

L'utilisateur pourra également ne pas baisser sa puissance souscrite et bénéficier ainsi d'une réduction de ses coûts qu'il convient alors de prendre en compte dans l'équilibre tarifaire des GRD.

Cela ne va pas dans le sens de la réduction de la pointe, qui est pourtant un objectif majeur.

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 ?

ELE est favorable à cette précision.

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 ?

ELE est favorable *a minima* au maintien des niveaux actuels de composantes de gestion des autoconsommateurs, sachant que concernant l'autoconsommation collective :

- ces composantes sont très loin de couvrir les charges de gestion unitaires des clients.
- les coûts de développement SI nécessaires à la gestion de l'autoconsommation collective ne sont pas couverts par le TURPE pour les ELD compte-tenu des coûts fixes importants.

Enfin, en ce qui concerne la facturation de l'énergie réactive pour les producteurs, elle est aujourd'hui facturée en moyenne mensuelle, ce qui n'est pas pertinent. Nous serions favorables à une facturation au pas 10 minutes par exemple.

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 ?

Nous ne disposons pas à ce jour du recul suffisant pour juger de la pertinence du maintien ou non de la composante de soutirage optionnelle et du paramètre de 30% de participation des flux auto produits.

Cependant, étant donné le niveau de complexité des règles mises en place, ELE souhaite une certaine stabilité afin de réduire les coûts SI d'adaptation.

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

Nous ne disposons pas à ce jour du recul suffisant pour juger de la pertinence du maintien ou non de la composante de soutirage optionnelle et du paramètre de 30% de participation des flux auto produits.



Cependant, étant donné le niveau de complexité des règles mises en place, ELE souhaite une certaine stabilité afin de réduire les coûts SI d'adaptation.

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 ?

Pas de remarques.

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 ?

ELE est **favorable** à la reconduite de cette règle.