

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)

Observations de la FNCCR sur la proposition de la CRE du 8 Octobre 2020

Une des particularités du sujet TURPE est qu'il s'inscrit à la fois dans une vision européenne de la distribution d'électricité et dans une organisation française originale par la diversité des acteurs qui la caractérise.

En préambule, la FNCCR rappelle qu'elle exprime le point de vue de ses membres exerçant les compétences d'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ou ayant la nature d'entreprises publiques.

A ce titre, il paraît important de revenir sur l'organisation de la distribution publique d'électricité en France.

Une des spécificités du système français est précisément le rôle des collectivités du bloc communal, qui sont tout à la fois propriétaires des réseaux de distribution d'électricité, autorités organisatrices et autorités concédantes de cette activité de gestion de réseau, mais aussi maîtres d'ouvrages d'une partie importante des investissements sur ces réseaux.

Excepté le cas où elle exploite elle-même, en régie, son réseau de distribution d'électricité, la collectivité, propriétaire des ouvrages de distribution, est tenue d'en confier l'exploitation à Enedis ou à une entreprise locale de distribution (ELD) dans le cadre d'une concession – une des formes de Délégation de Service Public (DSP). L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT) précise en effet que « les collectivités territoriales ou leurs établissements de coopération négocient et concluent, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique, les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions. »

En tant que fédération représentative des autorités concédantes et régies, la FNCCR a été à l'initiative des modèles de contrat de concession et de leur évolution, en particulier avec :

- L'accord cadre du 21 décembre 2017 signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF sur le nouveau modèle de contrat de concession, pour une relation contractuelle modernisée entre les autorités concédantes, Enedis et EDF garantissant la qualité de service concédé et adapté aux enjeux de transition énergétique ;.

- L'accord cadre du 28 juin 2019 signé entre la FNCCR, France Urbaine et Enedis relatifs aux investissements éligibles au terme I dits de transition énergétique de la part R2 de la redevance de concession.

Ce nouveau modèle de contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente se compose d'un accord-cadre quadripartite susvisé, d'un modèle de convention de concession, d'un modèle de cahier des charges et des modèles d'annexes à ce dernier. Ce modèle introduit des nouvelles dispositions concernant les investissements au bénéfice de la concession : un Schéma Directeur des Investissements (SDI) décliné en Programmes Pluriannuels d'Investissements successifs (PPI) et en Programmes annuels. Des dispositions relatives aux données sont également prises afin de mettre à disposition par les concessionnaires toutes les informations relatives à la transition énergétique à l'autorité concédante.

Il doit être rappelé également que, progressivement, les collectivités ont développé d'autres champs de compétences : production d'énergies renouvelables, actions en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique, déploiement de réseaux de chaleur et/ou de froid, d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques ou à hydrogène, stations d'avitaillement de gaz naturel véhicules (GNV et bioGNV), achats groupés d'électricité ou de gaz à travers la coordination de groupements de commandes... Ces acteurs locaux se sont fortement structurés ces dernières années, dans une logique de mutualisation des besoins et ressources, où le cadre intercommunal garantit la complémentarité entre territoires urbains et ruraux. **Le développement de ces compétences fait des syndicats d'énergie de véritables « bras armés » de la transition énergétique dans les territoires.**

Ce rôle très particulier des collectivités concédantes françaises s'explique certes par l'histoire, mais aussi par certaines caractéristiques du territoire national : le poids de la ruralité française, la taille du territoire français par rapport à ceux de ses voisins européens, souvent plus petits, la modestie de la densité démographique française, qui, dans le cas particulier du service public de l'électricité, font qu'une gestion totalement centralisée des 1,4 millions de kilomètres de réseau serait difficilement concevable.

Certes, l'autre grande caractéristique de l'organisation française est la présence ultra majoritaire de l'opérateur d'Etat qu'est Enedis, à laquelle la FNCCR souscrit parce qu'elle garantit actuellement une sorte de commun dénominateur assurant la cohésion et la solidarité entre les territoires et entre les concessions. Cela d'ailleurs sans avoir pour autant fait disparaître les ELD du paysage énergétique français dans lequel elles servent de très utiles éléments de parangonnage entre les différents gestionnaires de réseaux.

Mais la création d'EDF en 1946 n'a pas évincé le pouvoir concédant local, et au final, le cadre organisationnel actuel est équilibré et protecteur de l'intérêt général et des citoyens-consommateurs. Cela parce que l'énergie électrique n'est pas tout à fait un produit comme les autres, compte tenu à la fois de ses caractéristiques et de ses enjeux. C'est ainsi qu'ENEDIS, EDF, la FNCCR et France Urbaine se sont entendu – pendant la période TURPE 5 sur un nouveau modèle de contrat prenant en compte

Dans ce contexte général, la FNCCR reste attentive à ce que, dans les arbitrages qui seront rendus sur le TURPE 6, un certain nombre de fondamentaux relatif au du cadre français de concession du service public de distribution d'électricité soient respectés.

Le régime de propriété

Tout d'abord il paraît important que la construction tarifaire tienne compte du cadre concessif local et du régime de propriété des réseaux publics de distribution d'électricité.

Les autorités organisatrices sont propriétaires du réseau. Enedis les exploite en leur nom.

Ce statut amène la FNCCR à s'interroger sur certains traitements comptables proposés par la CRE, comme par exemple dans une question comme celle relative au traitement des résultats de cession d'éléments d'actifs (question 5), laquelle devrait commencer par exclure expressément de son champ les biens de retour.

Pour rappel, le cadre concessif se traduit, pour Enedis, par une structure de bilan très particulière :

- A l'actif, l'inscription de l'ensemble des biens concédés, alors même qu'Enedis n'en est pas propriétaire ;
- Au passif, les comptes spécifiques des concessions, c'est-à-dire des comptes d'amortissements des droits des concédant, de provisions pour renouvellement, et de financements de tiers, que nous considérons, en ce qui nous concerne, comme des quasi-dettes d'Enedis vis-à-vis des autorités concédantes, ce qui doit emporter des conséquences importantes quant à la construction du dispositif de rémunération d'Enedis.

Le cas particulier du traitement des colonnes montantes

Le traitement des colonnes montantes avec un audit très complet a conduit la CRE à retenir globalement ses préconisations en particulier avec un retraitement négatif de 73M€ aux 497M€ de la valeur nette comptable des colonnes intégrées. La prise en compte des colonnes hors concession aura ainsi un impact tarifaire de 32 M€ : 20 M€ au titre des amortissements (de financements des concédants) et 12 M€ au titre de la marge sur actifs.

La FNCCR s'interroge toutefois sur le fait que le rapport semble faire l'impasse sur une partie des données de la Ville de Paris alors même qu'une très forte proportion de colonnes montantes y est présente (plus de 120 000 dont près de 65% en concession). Les différents paliers technologiques laissent entendre plusieurs typologies d'ouvrages (encastré en fonte, bois, tôle, plastique...) dont la durée de vie dépasserait d'ores et déjà les 60 ans de durée de vie préconisée (fonte > 100 ans, bois > 60 ans...), ce qui suggérerait non pas un rajeunissement du patrimoine mais plutôt un vieillissement supplémentaire, a priori non pris en considération, sauf erreur de notre part.

La FNCCR n'est donc pas forcément en accord avec la prolongation de la durée de vie des colonnes passant de 40 à 60 ans, non seulement du fait de la comptabilisation opérée

seulement dans les SI depuis les années 70 et non antérieurement, mais aussi compte tenu de ce qui vient d'être dit.

Sur le traitement des « coûts échoués », c'est-à-dire des immobilisations retirées avant le terme de leur amortissement

Jusqu'à présent, ces coûts échoués étaient intégrés au CRCP. Autrement dit, lorsqu'un bien sortait de l'actif, l'ensemble des amortissements restants que le TURPE n'allait plus couvrir au fil de l'eau, était de facto servi en une fois à Enedis.

La CRE envisage de définir une trajectoire forfaitaire de coûts échoués hors opérations exceptionnelles.

Quelle que soit la prévisibilité des coûts échoués qui justifierait un tel choix, la CRE se doit de considérer que, ce faisant, elle émet un signal clair à l'attention d'Enedis : les coûts échoués deviennent un poste à maîtriser. Les conséquences ne peuvent en être qu'indésirables du point de vue des concédants et des consommateurs : Enedis sera désincitée à renouveler des immobilisations non amorties car elle perdra alors la couverture de tous les amortissements restants. Or, de manière statistique, les immobilisations présentent des défauts de fonctionnement aussi bien avant qu'après le terme de leur amortissement comptable. Et Enedis, ces dernières années, n'a eu de cesse de revoir à la hausse la durée de vie des éléments du réseau.

Sur le traitement des résultats sur cessions d'actifs (question 5)

Les biens de retour de la concession représentent 89% des immobilisations nettes portées au bilan d'Enedis (2019).

Aussi un bien immobilisé ne saurait être cédé sans l'accord de la collectivité concédante, ni sans que celle-ci récupère le prix de vente ou plus exactement le prix net de la valeur nette comptable, susceptible de revenir en dédommagement à Enedis.

La FNCCR, dont certains adhérents ont eu à gérer des cessions de terrains consécutives à des déplacements d'ouvrages, s'étonne de ce que la CRE n'ait pas posé en préalable au retraitement de ces cessions d'actifs, la distinction biens de retour vs autres biens.

La méthode de rémunération des charges de capital en découlant

La FNCCR constate que construction du TURPE 6 se fait dans la continuité et du maintien de la philosophie tarifaire dite de l'approche « comptable » par opposition à l'approche dite « économique ».

Dès lors qu'une approche tarifaire donnée – en l'espèce l'approche comptable – a défini une logique de rémunération d'Enedis fortement corrélée à la qualification juridique des éléments du bilan d'Enedis (ce que la FNCCR considère comme les quasi-dettes du concessionnaire vis-à-vis du concédant), l'hypothétique changement de méthode, c'est-à-dire le passage à la méthode économique, qui

pourrait conduire à asseoir dorénavant la rémunération d'Enedis sur des éléments de bilan constituant jusqu'à présent des quasi-dettes, devrait impliquer le rachat par Enedis de ses quasi-dettes, de façon à rendre possible leur traitement en capitaux propres, ce qui d'évidence emporterait de très importantes conséquences tarifaires ou financières : restitution aux usagers des éléments de bilan qu'ils ont financés, sous forme de baisses tarifaires, ou restitution aux AODE de leurs créances. Donc ces évolutions sont à considérer avec une grande prudence.

De fait, le modèle tarifaire retenu par la CRE et sa logique de rémunération duale des capitaux propres régulés et de rémunération de la base d'actif régulée, nous paraît conforme à la réalité de notre organisation électrique.

Pour autant, et simultanément, le législateur a fait le choix de donner à Enedis le caractère de filiale d'une société cotée en bourse, ce qui emporte bien évidemment des conséquences et des contraintes spécifiques, par rapport à d'autres modes d'organisation, tels que la dissociation totale entre d'une part la production et la fourniture, d'autre part les activités d'acheminement, ou, sur un autre plan, le choix du statut d'établissement public par opposition à celui de société de droit privé qui a été retenu pour le groupe EDF.

Les AODE expriment régulièrement leur vigilance sur la nécessité de fixer la rémunération de l'actionnaire à un niveau raisonnable, et la FNCCR relaie cette préoccupation, sans contester que, sauf à modifier radicalement le statut et l'organisation d'Enedis, le versement de revenus à la maison mère reste, dans le cadre actuel, légitime.

L'ensemble de ces considérations doivent selon la FNCCR déterminer finalement une voie assez étroite, respectueuse du cadre concessif tout en donnant à Enedis les moyens d'accomplir ses missions.

Le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage dans le cadre du régime concessif et de son financement

Les redevances de concession

Les AODE contrôlent l'état du patrimoine, la planification des investissements délibérés d'Enedis, la tenue d'indicateurs de qualité, etc. ; la redevance R1 leur apporte les moyens d'exercer cette mission.

Elles sont également co-investisseuses sur le réseau concédé. Elles y réalisent 20% des investissements, soit quelque 800 M€/an moyens.... A titre d'illustration, les travaux sous maîtrise d'ouvrage des AODE s'accompagnent d'améliorations du réseau, qu'elles soient relatives à la QoS (résorption de fil nu, ...) ou à l'esthétique (effacement) et en tout état de cause contribuent à le sécuriser et à le développer. Ces investissements de basse tension rurale concourent à l'attractivité de territoires où la présence opérationnelle d'Enedis fait de plus en plus défaut.

La redevance R2 est une redevance d'affermage, traditionnelle dans tous les domaines de DSP, qui procure une contribution (partielle) à cet effort des collectivités, net des autres concours (FACE, « article 8 », PCT).

De ce fait, il n'est pas envisageable pour les AODE de souscrire à leur exclusion du CRCP, surtout au vu des critères que la CRE met en avant pour arbitrer entre éligibilité ou non au CRCP.

Exclure les redevances du CRC, c'est-à-dire les ériger en « charges maîtrisables » revient de fait à inciter Enedis à les comprimer.

Cela sous-entend également qu'elles soient prévisibles en moyenne avec un bon degré de précision.

Or l'expérience montre que, depuis qu'elle fait état dans ses délibérations tarifaires de ses projections de redevances aux concédants (2014), la CRE les a systématiquement surestimées, d'en moyenne 11,5%.

<u>Comparaison entre prévisions et réalisations de redevances de concession</u>							
<i>Montants en M€</i>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Trajectoire prévisionnelle TURPE 4	316	325	342	352			
Trajectoire prévisionnelle TURPE 5				304	316	331	340
Réalisation*	302	294	297	294	292	283	321
Ecart réalisation - prévision	-14	-31	-45	-58	-24	-48	-19

*Source : audit des charges d'exploitation d'ENEDIS publiés par la CRE

Au cours de la période TURPE 4 recalée en année civile (2014-2017), Enedis a ainsi réalisé un gain de 148 M€. Un nouveau gain de 91 M€ se serait manifesté entre 2018 et 2020 si les redevances n'avaient pas été basculées au CRCP.

La CRE ne saurait ignorer cette difficulté de prévision, a fortiori dans un contexte où de nombreux contrats restent à (re)négocier. Inciter financièrement Enedis à la comprimer comme le fait la CRE (cf. l'exclusion du CRCP proposée en question 7) émet un message de défiance explicite quant à la pertinence de la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes.

Les aides publiques au financement de l'électrification rurale

Un constat identique vaut pour le FACE, élément de solidarité entre territoires.

Alors que les clivages et les fractures sociales sont une réalité en territoire rural, les AODE s'emploient à préserver, grâce à leurs investissements sur les réseaux de distribution d'électricité, le développement des territoires, les activités économiques, l'égalité de traitement des citoyens consommateurs, et l'orientation vers la transition énergétique.

Il est effectivement probable que ces missions d'intérêt général créent un développement modeste des besoins de financement par le FACE. La FNCCR soutient vivement et fortement l'inclusion de sa contribution dans le CRCP et

souhaite que la CRE ne se fragilise pas à préconiser ouvertement une action politique alors qu'elle a le statut de régulateur indépendant soumis à une obligation de neutralité.

A ce titre, la FNCCR s'étonne que la CRE indique dans sa note de consultation, page 20 : « la CRE considère qu'Enedis doit être incité à s'assurer qu'une évolution de la réglementation du FACE n'entraîne pas de surcoût pesant de façon non justifiée sur les consommateurs finals ». En d'autres termes, la CRE conseille sans détour à Enedis de faire du lobbying auprès du ministère de la transition écologique pour faire diminuer les dotations du FACE.

Le régulation incitative et la trajectoire d'investissement

Le contrat de concession est le cadre privilégié de négociation des investissements et de la qualité de service, au plus près du terrain, ainsi que de suivi des réalisations.

Ce rôle des autorités concédantes, leur expérience, devrait amener les services de la CRE à communiquer, a minima à la FNCCR, les coûts unitaires de réseau incités ou les scénarii de trajectoire prévisionnelle d'investissement de renouvellement / modernisation, au demeurant rarement respectée.

Le contexte de crise sanitaire (économique et financière) et de contraintes sur l'électricité imposerait une parfaite transparence sur les investissements et les coûts des services publics de l'électricité et une cohérence indispensable entre l'approche nationale et territoriale (les grilles de coût unitaires ne sont pas transmises par exemple).

La FNCCR a ainsi constaté dans l'audit joint à la consultation près de 500 fois le terme « confidentiel » dont les données sont masquées par un bandeau, ce qui est surprenant. En quoi par exemple des dépenses telles celles de communication revêtent-elles d'un caractère confidentiel ? Il faudrait au minimum que la CRE explicite les critères qui la conduisent à classer confidentielles autant d'informations.

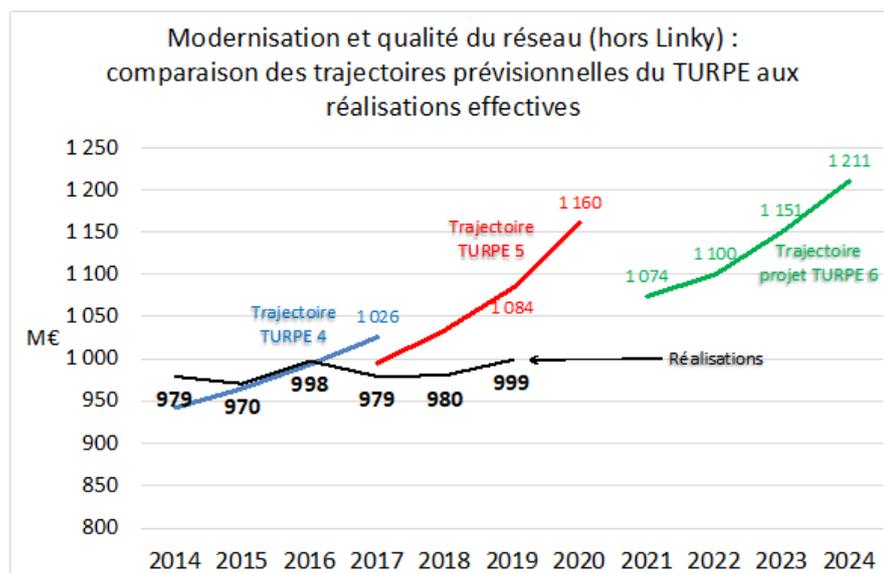
La régulation incitative vise à encourager ENEDIS à préserver un certain niveau de qualité de service. Cette qualité doit évidemment être en corrélation avec la trajectoire des investissements et les engagements pris vis-à-vis des AODE dans le cadre du schéma directeur et des programmes pluriannuels d'investissements (SDI/PPI)

La FNCCR note que la CRE souhaite rester sur une sorte de statu quo quant à l'incitation du critère B, qui reste peu incitative. La FNCCR conteste par ailleurs l'idée selon laquelle la mise en place d'objectifs ambitieux conduise à des hausses de coûts excessives conduisant à une efficacité marginale de la qualité.

La FNCCR constate de forts écarts selon les départements, laissant penser à une fracture de qualité entre territoire (certains pouvant atteindre des critères B

équivalent aux territoires ultra-marins) et préconise plutôt d'inciter à résorber ces écarts (par exemple avec un plancher et un plafond), permettant ainsi d'éviter de miser sur l'urbain plus dense et jouer sur l'effet calculatoire de l'indicateur. La FNCCR précise d'ailleurs que le nouveau modèle de contrat de concession prévoit des zones de qualité renforcée à mettre en œuvre et permet de fixer des objectifs en termes de qualité (critère B, fréquence de coupure).

Concernant la trajectoire des investissements prévue, la FNCCR se félicite qu'à l'occasion de chaque TURPE, la CRE programme une accentuation des investissements notamment concernant le renouvellement, la qualité et la modernisation, mais qui n'atteint vraisemblablement pas son optimum puisque cette rubrique se voit réajuster à la baisse, actant de fait de l'insuffisance d'investissement sur la période antérieure. Cela démontre l'inefficacité de la régulation incitative telle qu'elle est définie – à savoir avec un mécanisme de pénalités qui n'est pas incitatif à la qualité. La question se pose des sanctions au sous-investissement, qui relèvent de la CRE dans le cadre de la régulation incitative. Elles devraient être substantiellement relevées et déplafonnées pour réorienter l'arbitrage court terme – long terme d'Enedis.



la difficulté à réconcilier certains éléments pourrait en effet masquer une tendance inquiétante inverse à l'évolution des +12% présentée sur la période. Les 1 074 M€ que le projet de TURPE 6 prévoit en 2021 sont inférieurs aux 1 160 M€ que le TURPE 5 attendait en 2020.

En effet, la ligne « renouvellement, qualité, modernisation », précisément celle qui donne lieu à programmation dans le cadre des contrats de concession, ne semble donner lieu à aucun effort particulier. La FNCCR soutient depuis plusieurs années que le vieillissement et la dégradation du réseau devraient imposer une réévaluation de cette ligne entre 1,5 Md € et 2 Mds € (cf. réponses aux consultations TURPE 4 et TURPE 5 et plan de relance).

La rémunération du risque

Le coût de la dette

La principale mise en risque d'Enedis réside dans la régulation incitative. Or celle-ci apparaît au regard de la prime de risque : 2,4-2,5% de marge sur actifs appliqués à la base d'actifs régulés représenteront entre 1,3 Md € et 1,4 Md €/an. Il est nécessaire qu'Enedis coure des risques à cette hauteur.

Or le plafonnement systématique, à un niveau bas, des sanctions pour manquements en terme de continuité de coupure, de qualité de service, de transmissions de données, limite fortement le pouvoir incitatif de ces dernières : si Enedis s'avérait défaillante sur tous les indicateurs financièrement incités, elle serait passible d'une sanction maximale de 217 M€ (au vu des annexes 1 à 3 de la consultation), dont seulement 83 M€ au titre de la continuité d'alimentation (temps et fréquences de coupure en BT et HTA).

En sens inverse, l'entreprise pourrait toucher jusqu'à 198 M€ de bonus.

Un tel barème s'avère tout à la fois insuffisamment incitatif et mal proportionné à la prime d'assurance d' 1,3 Md€ à 1,4 Md€ qu'acquittent annuellement les consommateurs pour orienter les décisions d'investissement du distributeur et peser face à la contrainte d'investissement du groupe EDF.

La CRE, dès lors qu'elle admet qu'Enedis perçoive une rémunération consistante (cf. un résultat en moyenne égal à 20% des fonds propres), doit rester attentive à l'emploi de celui-ci.

Les comptes d'Enedis révèlent depuis 2018 l'existence d'une dette (intragroupe à ce stade) de 500 M€ qui est présentée comme émanant de Linky. La construction tarifaire doit être vigilante sur ce point et ne pas sur-couvrir les coûts de dette, qui doit être rémunérée aux standards du marché, à ce titre le taux retenu par le projet de TURPE 6 (1,7%) paraît excessif.

Le report de la possibilité d'optimiser les pertes non techniques au moyen de Linky (question 8)

Le BP Linky de 2014, qui avait conclu à la pertinence du projet à la maille du distributeur au vu d'une valeur actuelle nette des flux de recettes et de dépenses positive de 0,1 Md €, postulait une économie de pertes non techniques de 3 TWh (12% des pertes) pour un parc de compteurs intégralement Linky et proportionnel au taux de déploiement entre-temps.

La consultation informe de ce que le gain attendu en 2022 le sera finalement en 2025 dans la mesure où certaines applications sont encore en phase d'expérimentation et où une période d'observation sera nécessaire.

La FNCCR, à partir des informations fournies, évalue à près de 200 M€ le surcoût induit. Elle s'interroge sur la mise de celui-ci à la charge des utilisateurs. Elle rappellera que la ressource investie dans Linky bénéficie d'une rémunération de 10,25%, intégrant une prime de risque conséquente. Il aurait été fondé de considérer cet aléa de décalage des économies de pertes faisait partie des risques

« assurés » par Enedis d'autant que, en 2014, le concessionnaire n'avait nullement attiré l'attention sur une erreur de prévision à ce titre.

La FNCCR appelle la CRE à être vigilante sur la possible double rémunération d'un risque identifié dans le cadre du « TURPE Linky ».

La prise en compte de références transparentes - charges nettes d'exploitation hors système électrique (question 25)

La FNCCR invite la CRE à intégrer l'ensemble des informations disponibles à la date de préparation du TURPE afin de ne pas générer de sur- ou de sous-rémunération implicite du distributeur. Elle attire l'attention sur deux projections qu'il serait nécessaire d'ajuster :

- La trajectoire d'inflation utilisée à l'indexation des charges nettes d'exploitation est issue du projet de loi de finances pour 2020. Elle a donc été établie au cours de l'été 2019, avant la crise qui a bouleversé le paysage macroéconomique. Dans son projet de loi de finances pour 2021, le Gouvernement a recalé à la baisse sa trajectoire d'inflation. En cumul sur la période considérée 2020-2024, l'écart atteindra 2,6%, soit plus de 100 M€ d'écart en dernière année au périmètre des charges nettes d'exploitation.

- La trajectoire d'impôts et taxes est fortement haussière : « +6,9%, soit +52 M€ compte tenu des évolutions de la contribution économique territoriale (CET) ». Or le projet de loi de finances pour 2021, d'ores et déjà voté par l'Assemblée Nationale en 1ère lecture programme dans le cadre du Plan de Relance un allègement des impôts de production dont Enedis sera l'une des grandes bénéficiaires. La CVAE va être divisée par 2. De même que la part industrielle de la taxe foncière et de la CFE. Une simulation effectuée à partir des données du rapport d'audit des charges d'exploitation annexé à la consultation montre que les impôts locaux payés par Enedis vont revenir de 241 à 127 M€ moyens par an.

Ces deux rubriques (inflation, impôts locaux) n'étant pas éligibles au CRCP, la correction paraît s'imposer.

L'inflation intervient d'une autre manière dans la détermination du TURPE : en tant qu'indice d'actualisation annuelle au 1er août de chaque année N.

La FNCCR s'étonne à cet égard d'une modification (non signalée). Jusqu'à présent, la CRE recourait à l'évolution de l'indice des prix constaté au cours de la dernière année close (N-1).

Elle prévoit de retenir désormais l'indice des prix prévisionnel associé au projet de loi de finances pour l'année N, fixé en septembre N-1.

Cette substitution d'un indice prévisionnel à un indice constaté, sans véritablement de gain temporel, ne semble pas opportune. La FNCCR se doit de rappeler un

précédent. Les bases de fiscalité directe locale sont actualisées chaque année de l'inflation. Durant des années, le coefficient appliqué a été précisément l'IPC prévu en projet de loi de finances ... jusqu'à ce que le législateur comprenne que celui-ci s'écartait substantiellement de la réalité ex post. D'où la définition depuis loi de finances pour 2017 d'une nouvelle règle : l'actualisation serait désormais calée sur l'inflation annuelle observée en novembre N-1 de l'année N d'actualisation. Il serait étonnant dans le même temps, et pour de l'argent public, d'inverser les références.

ANNEXE – Compléments de la FNCCR en réponse aux questions posées par la CRE

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

La FNCCR partage les enjeux visés par la CRE mais insiste sur la nécessaire prise en considération de la résilience des réseaux et par conséquent, de leur robustesse tant en termes de continuité d'alimentation qu'en termes physiques afin de résister aux aléas climatiques notamment, ce ceci dans le contexte de crise sanitaire et potentiellement social à venir ; la FNCCR restant attentive aux personnes en situation de précarité.

La FNCCR souligne également son souhait de voir résorber les écarts en termes de qualité sur les territoires et éviter une fracture électrique, la continuité d'alimentation étant tout aussi importante en milieu urbain qu'en milieu rural et d'autant plus en ces temps de crise où les usagers sont invités à télétravailler chez eux.

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

La FNCCR est globalement favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE mais souhaite revenir un instant sur le maintien de la philosophie tarifaire dite de l'approche « comptable » par opposition à l'approche dite « économique ».

Selon la FNCCR dès lors qu'une approche tarifaire donnée – en l'espèce l'approche comptable – a défini une logique de rémunération d'Enedis fortement corrélée à la qualification juridique des éléments du bilan d'Enedis (ce que la FNCCR considère comme les quasi-dettes du concessionnaire vis-à-vis du concédant), l'hypothétique changement de méthode, c'est-à-dire le passage à la méthode économique, qui pourrait conduire à asseoir dorénavant la rémunération d'Enedis sur des éléments de bilan constituant jusqu'à présent des quasi-dettes, devrait impliquer le rachat par Enedis de ses quasi-dettes, de façon à rendre possible leur traitement en capitaux propres, ce qui d'évidence emporterait de très importantes conséquences tarifaires ou financières : restitution aux usagers des éléments de bilan qu'ils ont financés, sous forme de baisses tarifaires, ou restitution aux AODE de leurs créances. Donc ces évolutions sont à considérer avec une grande prudence.

La FNCCR renvoie à ses propos liminaires.

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 ?

La FNCCR est favorable à condition qu'il y ait un traitement équivalent des provisions. La FNCCR renvoie à ses propos liminaires.

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

La FNCCR rappelle que les AODE sont propriétaires des ouvrages et s'étonne que ne soit pas mentionner le caractère de biens propres d'Enedis.

Au demeurant, la gestion au cas par cas d'une cession donnant lieu à moins-value pose la question de l'égalité de traitement et de l'éventuel aspect discrétionnaire de la gestion des dossiers.

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

Comme rappelé ci-dessus, les autorités organisatrices de la distribution d'électricité sont propriétaires des réseaux, a minima des biens de retour, dont il faut rappeler qu'ils représentent environ 89% des immobilisations nettes portées au bilan d'Enedis (2019).

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

La FNCCR est globalement favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution sous réserve de la réponse à la question 7.

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

La FNCCR renvoie à ses propos introductifs qu'elle rappelle ici.

La FNCCR s'interroge sur la couverture tarifaire des redevances de concession. Elle constate que la CRE propose de sortir les redevances de concession du périmètre du CRCP. Opérer une telle évolution alors même que tous les contrats de concession sont loin d'avoir été renégociés et signés reviendra, selon la FNCCR, à mettre gravement en difficultés les autorités concédantes concernées, car Enedis aura nécessairement intérêt à comprimer le plus possible ses engagements contractuels en matière de redevances. Il faut rappeler que le modèle national de contrat de concession n'est précisément qu'un modèle, qui n'est pas d'application obligatoire sur l'ensemble de ses composantes.

Corrélativement, la FNCCR a d'ores et déjà attiré l'attention de la CRE – et le réitère aujourd'hui – sur la nécessité de ne pas émettre de signaux défavorables au

périmètre de maîtrise d'ouvrage des AODE. Or le fait qu'Enedis soit moins rémunéré à proportion de l'extension de la maîtrise d'ouvrage des AODE, ou inversement qu'Enedis soit mieux rémunéré en étendant le périmètre de sa propre maîtrise d'ouvrage constituera un tel signal négatif.

Et c'est exactement ce qui se passera si les redevances sortent du CRCP : la majeure partie des redevances résultant des travaux sous maîtrise d'ouvrage des AODE (redevance R2), si le concessionnaire gagne de l'argent en orientant à la baisse les redevances qu'il leur verse, il sera directement incité à contester le périmètre de maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédantes.

Sur un plan voisin, la FNCCR ne comprend pas la position de la CRE concernant l'inclusion du FACE dans le CRCP.

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

La FNCCR est favorable aux évolutions à partir du moment où elles n'entraînent pas une double rémunération du concessionnaire en prenant en compte à la fois la prime d'assurance et la couverture du risque.

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

Le contexte de crise sanitaire (économique et financière) et de contraintes sur l'électricité impose, selon la FNCCR, une parfaite transparence sur les investissements et les coûts des services publics de l'électricité et une cohérence indispensable entre l'approche nationale et territoriale (les grilles de coût unitaires ne sont pas transmises par exemple).

La FNCCR a constaté près de 500 fois le terme « confidentiel » dont les données sont masquées par un bandeau, ce qui est surprenant. Il conviendrait au minimum que la CRE explicite les critères qui la conduisent à classer confidentielles autant d'informations.

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

La FNCCR observe que les investissements hors réseaux sont essentiellement constitués des investissements smart-grids, SI et données (incluant des aspects importants en termes de sécurité). La majorité de ces projets, obligations réglementaires ou contraintes liées à la cybersécurité sont encore globalement inconnus en début de TURPE et doivent donc être couverts par le CRCP, sous réserve que le risque ne soit pas déjà couvert par ailleurs. Elle reste également attentive à l'immobilisation de la production – près de 1,5Md€, qui représente un montant conséquent alors que les informations relatives à ces immobilisations sont parcellaires et pourraient également être rémunérées par le « TURPE Linky ».

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

La FNCCR considère que les enjeux liés aux raccordements sont de plus en plus prégnants pour les usagers consommateurs et notamment les délais de réalisation. La FNCCR est par conséquent favorable à un indicateur incité sur le délai moyen de réalisation par Enedis, mais souligne que le plafonnement prévu vide de sens l'incitation.

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

La FNCCR est globalement d'accord avec cette proposition.

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 ?

La FNCCR est globalement favorable.

Question 14 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs envisagés relatifs au système de reconstitution des flux et à la prévision des pertes ?

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

La FNCCR renvoie à ses propos introductifs.

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 ?

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 ?

Sur ces deux questions, et en complément, la FNCCR note que la CRE souhaite rester sur une sorte de statu quo quant à l'incitation du critère B, qui reste peu incitative.

La FNCCR n'est pas en phase avec l'idée que la mise en place d'objectifs ambitieux conduise à des hausses de coûts excessives conduisant à une efficacité marginale de la qualité.

La FNCCR constate de forts écarts selon les départements, laissant penser à une fracture de qualité entre territoires (certains pouvant atteindre des critères B équivalent aux territoires ultra-marins) et préconise plutôt d'inciter à résorber ces écarts (par exemple avec un plafond), permettant ainsi d'éviter l'effet calculatoire de l'indicateur en misant par exemple sur l'urbain plus dense pour renforcer le niveau de l'indicateur.

La FNCCR précise par ailleurs que le nouveau modèle de contrat de concession prévoit des zones de qualité renforcée à mettre en œuvre et permet de fixer des objectifs en termes de qualité (critère B, fréquence de coupure).

La FNCCR est favorable en parallèle à travailler à fiabiliser le calcul du critère B et son mode de calcul à partir des données issues des compteurs communicants Linky sur la période à venir.

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) ?

Alors même que le statu quo est prôné pour le critère B, le critère M, les fréquences de coupures moyenne annuelle en HTA et en BT ont été réévalués (-3 minutes pour le critère M et -0,6 point pour les fréquences), ce qui semble mieux correspondre au niveau le plus juste. La FNCCR regrette toutefois que le retour sur l'historique et la fixation des précédents critères n'aient pas été présentés et commentés.

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 ?

La FNCCR renvoie à ses propos introductifs.

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 ?

La FNCCR est favorable aux propositions.

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 parfois non atteint pour certains territoires qui souhaite s'engager sur le sujet. La FNCCR est favorable à plus de souplesse dans le dispositif et à l'abaissement du seuil à 1 M€.

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 ?

La FNCCR n'a pas d'observations particulières mais souligne que la production de données peut nécessiter des adaptations des SI pour certains GRD conséquentes.

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 ?

La FNCCR souscrit à valoriser l'innovation et les partenariats avec les acteurs locaux. En revanche, compte tenu de la crise sanitaire, des retards potentiels de mise en œuvre, la FNCCR est attentive à encourager l'innovation plutôt que de la pénaliser par un manque de mise en œuvre.

Question 24 : Avez-vous des 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 ?

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 ?

Pour ces trois questions, la FNCCR renvoie à ses propos introductifs.

La FNCCR invite la CRE à intégrer l'ensemble des informations disponibles à la date de préparation du TURPE afin de ne pas générer de sur- ou de sous-rémunération implicite du gestionnaire de réseau. Elle attire l'attention sur deux projections qu'il serait nécessaire d'ajuster :

- La trajectoire d'inflation utilisée à l'indexation des charges nettes d'exploitation est issue du projet de loi de finances pour 2020. Elle a donc été établie au cours de l'année 2019, avant la crise sanitaire qui a bouleversé le paysage socio-économique. Dans son projet de loi de finances pour 2021, le Gouvernement a recalé à la baisse sa trajectoire d'inflation. En cumul sur la période considérée 2020-2024, l'écart atteindrait 2,6%, soit plus de 100 M€ d'écart pour la dernière année au périmètre des charges nettes d'exploitation.

- La trajectoire d'impôts et taxes est fortement haussière : « +6,9%, soit +52 M€ compte tenu des évolutions de la contribution économique territoriale (CET) ». Or, le projet de loi de finances pour 2021, prévoit dans le cadre du Plan de Relance un allègement des impôts de production dont Enedis sera certainement bénéficiaire. La CVAE, la taxe foncière et la CFE devraient être divisées par deux. Une estimation effectuée à partir des données du rapport d'audit des charges d'exploitation annexé à la consultation publique montre que les impôts locaux payés par Enedis pourraient passer de 241 M€ à 128 M€ en moyenne par an.

Les deux aspects susvisés mériteraient d'être ajustés avec les dernières données connues notamment du fait qu'ils ne sont pas éligibles au CRCP.

La FNCCR note par ailleurs que l'inflation intervient d'une autre manière dans la détermination du TURPE : en tant qu'indice d'actualisation annuelle au 1er août de chaque année N. La FNCCR s'étonne à cet égard de cette modification non signalée explicitement puisque jusqu'à présent, l'évolution de l'indice des prix était constatée au cours de la dernière année écoulée, soit en N-1. La CRE prévoit de retenir désormais l'indice des prix prévisionnel associé au projet de loi de finances pour l'année N, fixé en septembre N-1.

La FNCCR s'interroge sur la substitution d'un indice prévisionnel à un indice constaté, sans véritablement de gain temporel.

La FNCCR se doit de rappeler un précédent. Les bases de fiscalité directe locale sont actualisées chaque année de l'inflation. Durant des années, le coefficient appliqué a été précisément l'IPC prévu en projet de loi de finances ... jusqu'à ce que le législateur comprenne que celui-ci s'écartait substantiellement de la réalité ex post. D'où la définition en loi de finances pour 2017 d'une nouvelle règle : l'actualisation serait désormais calée sur l'inflation annuelle observée en novembre N-1 de l'année N d'actualisation.

La FNCCR invite la CRE à s'inspirer de cette expérience.

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

La FNCCR renvoie à ces propos introductifs. Les investissements sont liés au nouveau cadre contractuel et à la mise en place d'une gouvernance dont les priorités sont définies avec les AODE dans le cadre de schémas directeurs et de programmes pluriannuels d'investissements.

La FNCCR soutient depuis plusieurs années que le vieillissement et le renouvellement du réseau devraient imposer une réévaluation de la ligne « renouvellement, qualité, modernisation » entre 1,5 Md € et 2 Mds €.

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

Cf observations susvisées.

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

La FNCCR rappelle ici ses observations.

Elle note que le traitement des colonnes montantes a donné lieu à un audit très complet qui conduit la CRE à retenir globalement ses préconisations en particulier

avec un retraitement négatif de 73 M€ aux 497 M€ de la valeur nette comptable des colonnes intégrées.

La prise en compte des colonnes hors concession aura ainsi un impact tarifaire de 32 M€ : 20 M€ au titre des amortissements (de financements des concédants) et 12 M€ au titre de la marge sur actifs.

La FNCCR s'interroge toutefois sur le fait que le rapport semble faire l'impasse sur une partie des données de la Ville de Paris alors même qu'une très forte proportion de colonnes montantes y est présente (plus de 120 000 dont près de 60% en concession).

Les différents paliers technologiques laissent entendre plusieurs typologies d'ouvrages (encastré en fonte, bois, tôle, plastique...) dont la durée de vie dépasserait d'ores et déjà les 60 ans de durée de vie préconisée (fonte > 100 ans, bois > 60 ans...), ce qui suggérerait non pas un rajeunissement du patrimoine mais plutôt un vieillissement supplémentaire, a priori non pris en considération.

La FNCCR n'est donc pas forcément en accord avec la prolongation de la durée de vie des colonnes passant de 40 à 60 ans, non seulement du fait de la comptabilisation opérée seulement dans les SI depuis les années 70 et non antérieurement, mais aussi compte tenu de ce qui vient d'être mentionné.

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 ?

La FNCCR souhaite attirer l'attention sur les niveaux élevés d'incertitude liés à la crise sanitaire.

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

La FNCCR souhaite attirer l'attention sur les usagers en situation de précarité, les incidences de la crise sanitaire et par conséquent du signal prix envoyé.

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

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

La FNCCR est favorable à cette proposition.

En cette période de crise, il est important de ne pas défavoriser les usagers les plus thermosensibles. Les nouvelles modalités ne doivent pas conduire à des conséquences importantes sur les factures des usagers résidentiels et professionnels.

S'agissant d'un produit de 1ère nécessité, le prix ne peut suffire à faire évoluer les comportements mais à l'opposé, il présente une mise en risque pour les plus précaires.

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 ?

La FNCCR est favorable à cette proposition.

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

Bien que son usage soit encore très marginal, la FNCCR serait favorable au maintien de l'option HTA à pointe mobile, considérant le temps d'adaptation des utilisateurs à cette option relativement récente. Par ailleurs, le mouvement souhaité par la CRE sur une plus grande prise en compte de la saisonnalité pourrait inciter les acteurs du marché à y recourir plus volontiers. Les adaptations des systèmes informatiques des GRD ayant été faites, une faible utilisation de cette option n'aurait que peu d'impact sur les charges à couvrir par le TURPE.

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.

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 ?

Cette question est fortement liée à l'existence d'une tarification à l'injection. La FNCCR a déjà eu l'occasion d'exprimer son souhait de voir instituée une tarification de l'injection pour les raisons suivantes :

- la tarification à l'injection sur les réseaux de distribution crée la possibilité de manifester, à la maille de la concession, la contribution des territoires au système électrique.

- de plus, pour les producteurs d'électricité renouvelable, le coût de raccordement faisant l'objet d'une réfaction au bénéfice du demandeur, une tarification à l'injection permettrait aux gestionnaires de réseau, notamment ceux de petite taille, de reconstituer leur trésorerie avec le temps.

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 ?

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 ?

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

La FNCCR ne bénéficie pas à ce jour du recul suffisant pour juger de la pertinence du maintien ou non ainsi que du niveau des différentes composantes tarifaires dans le cadre d'opérations d'autoconsommation.

Cependant, étant donné le niveau de complexité des règles mises en place, une certaine stabilité semble nécessaire.

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 ?

La FNCCR est favorable à cette exemption.

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 ?