

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie
n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif
d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité
« TURPE 6 HTA BT »**

Réponse du SIPPEREC

Préambule / synthèse

En préambule, le SIPPEREC déplore que les informations présentes dans la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie soient en net retrait par rapport aux consultations précédentes.

Si la communication à l'appui de la consultation des trois études commandées par la CRE constitue un éclairage précieux, l'occultation de multiples informations, s'y avère très gênante. Comment comprendre que le bandeau « confidentiel » apparaisse 487 fois dans les 338 pages de l'audit des charges et produits d'exploitation d'Enedis ? S'agissant d'un opérateur régulé en position monopolistique, la quasi-totalité des données n'est porteuse d'aucun secret. En quoi les dépenses de communication, dûment masquées, sont-elles confidentielles ? Ou encore le détail par grandes rubriques des redevances aux concédants ?

S'agissant des déterminants et des composantes des « charges en capital », les informations fournies sont extrêmement parcellaires, nettement en deçà de ce que la CRE avait rendu public lors des précédentes consultations tarifaires (TURPE 4, TURPE 5, TURPE 5 bis). Quoique totalisant de l'ordre de 5 Mds €/an, soit 1/3 du TURPE, ces charges sont présentées de manière globalisée en une ligne unique, sans la moindre décomposition donc entre les amortissements, les provisions pour renouvellement, les multiples fractions de la rémunération d'Enedis. Ces rubriques alimentent pour partie les droits financiers des concédants sur le réseau constitués en vertu des cahiers des charges de concession. Leur communication détaillée s'impose donc aux yeux du SIPPEREC. A titre d'illustration de ses préoccupations, le Syndicat se remémore qu'une étude rendue publique mi-2018 des plans à moyen terme d'Enedis programmait une forte baisse des dotations aux amortissements sous quelques années. Il aurait apprécié de confronter ces perspectives internes à l'entreprise aux projections de la CRE. De même, la connaissance du montant rémunération d'Enedis s'avère essentielle à l'analyse de son adéquation aux risques pris, donc à l'appréciation des barèmes de régulation incitative.

Dans le même ordre d'idées, la composition de la trajectoire indicative d'investissement, préoccupation majeure des collectivités concédantes, est loin du degré de finesse qu'elle avait dans la précédente consultation.

Le SIPPEREC regrette donc profondément ces occultations et globalisations et considère qu'elles nuisent à la qualité des débats.

Ces réserves posées, le SIPPEREC souhaite insister sur trois messages particuliers développés dans sa réponse.

En premier lieu, le SIPPEREC se félicite de ce que la CRE retienne à nouveau la méthode dite comptable de rémunération des charges de capital, par opposition à la méthode dite économique. Le SIPPEREC rattache son attachement à cette méthode qu'il avait ardemment défendu lors de l'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'Etat et qu'il a continué à défendre dans ses réponses aux consultations lors des TURPE 4 et 5, saluant l'indépendance de la Commission de Régulation de l'Energie lors de ces deux épisodes tarifaires. Indépendamment des changements législatifs introduits par la loi sur la transition énergétique, la méthode dite comptable est la seule qui reconnaisse le fait que la distribution électrique en France est réalisée dans le cadre de concessions de service public et que ce sont bien les ressources apportées par les usagers et les AODE qui financent quasi exclusivement le réseau et non des ressources propres engagées par l'opérateur. Il est à cet égard essentiel que le régulateur reconnaisse cet état de fait qui a à la fois un impact sur le patrimoine des collectivités territoriales AODE (détentrices via les contrats des financements perçus d'avance et qui leur reviennent en fin de contrat en cas de non consommation) et sur les restitutions aux usagers via le tarif en cas de surcouverture tarifaire. Pour le SIPPEREC, le recours à la méthode comptable représente un enjeu patrimonial de plusieurs centaines de millions d'euros, essentiel dans sa relation contractuelle avec Enedis. Le SIPPEREC rappelle par ailleurs dans sa réponse qu'un retour à une méthode économique imposerait de retraiter les apports antécédents réalisés lorsque le TURPE était en méthode comptable, ce qui conduirait à restituer 30 Mds€ aux usagers et AODE, opération difficilement envisageable pour le groupe EDF.

En deuxième lieu, le SIPPEREC considère que le niveau tarifaire envisagé par la CRE pour le TURPE HTA BT est surévalué d'une part au regard des risques auxquels est exposé le gestionnaire de réseau et d'autre part au regard d'évolutions législatives non prises en compte. Cette surévaluation est estimée au global à plus de 1 Mds€ par an, soit 3 à 4% de la facture annuelle toutes taxes comprises. Alors qu'une importante crise économique se profile et qu'elle touchera vraisemblablement les ménages les plus fragiles, les élus du SIPPEREC appellent le régulateur à faire preuve d'une grande modération sur les évolutions du prix de l'électricité. Le SIPPEREC développe ainsi dans sa réponse les éléments suivants :

- un taux de marge sur actifs disproportionné au regard du risque maximum de malus auquel est exposé Enedis (247 M€) : 811 M€,
- un taux (sans risque) de rémunération des capitaux propres régulés sans lien avec l'état des marchés financiers : 135 M€,
- la surestimation de l'hypothèse d'inflation, qu'il conviendrait de mettre à jour : 123 M€ à l'horizon 2024.
- l'oubli de la réforme, déjà votée par l'Assemblée nationale, d'allègement des impôts de production : 114 M€ moyens,
- une couverture qu'il est permis de juger indue de la marge sur actifs et des amortissements des colonnes montantes loi ELAN : 20 M€,

Le SIPPEREC appelle donc la CRE à retraiter certains postes où la couverture tarifaire est trop importante et, soit à réduire le taux de marge sur actif soit à augmenter significativement les incitations financières relatives aux investissements et à la qualité de service.

En troisième lieu, le SIPPEREC invite la CRE à revenir sur l'idée de ne pas rendre les redevances éligibles au CRCP. Ce revirement a pour conséquence d'inciter objectivement Enedis à réduire les redevances versées aux AODE. En adoptant cette position, la CRE nie le rôle important de régulateur local exercé par les AODE (renforcé par la généralisation de schémas directeurs d'investissement) et celui d'investisseur des collectivités locales sur le réseau.

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

Au plan strictement financier, le SIPPEREC rejoint pleinement la CRE pour considérer que le calcul des charges en capital doit refléter la baisse d'une part des taux d'intérêt de marché, d'autre part du taux d'imposition sur les sociétés tel qu'elle est aujourd'hui projetée. Une fois ce principe posé, de vives interrogations se font néanmoins jour sur le dimensionnement de l'ajustement effectué (cf. infra réponse à la question 26).

La qualité d'alimentation : un enjeu pérenne pour la distribution d'électricité en France

Dans la liste des principaux enjeux qu'établit le régulateur pour le prochain TURPE HTA BT, la CRE écarte celui de l'amélioration de la qualité d'alimentation, considérant que « Des améliorations peuvent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts. ». La CRE indique qu'en matière de qualité de desserte, l'effort portera sur la fiabilisation « de la mesure du temps de coupure en intégrant les données Linky ».

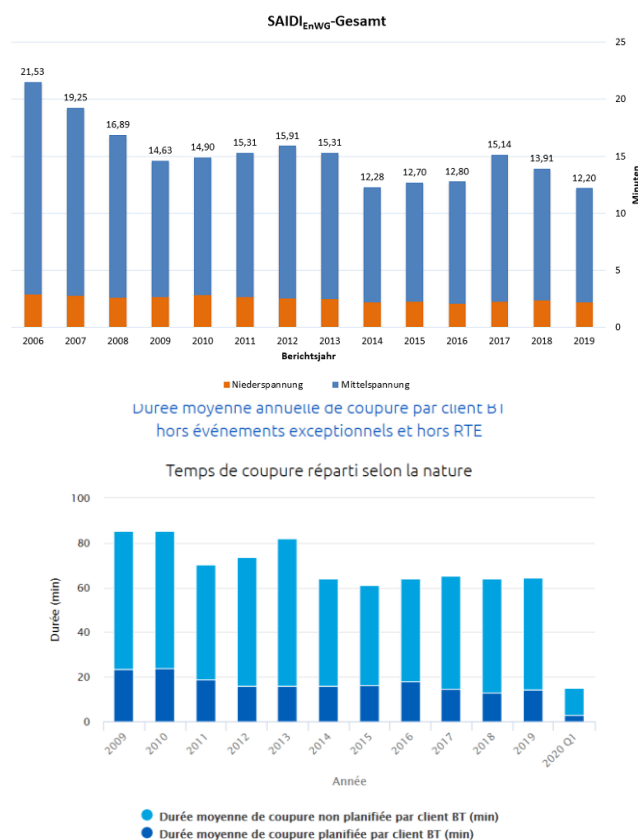
Le SIPPEREC ne peut que se réjouir que la fiabilisation du temps de coupure soit identifiée comme un enjeu majeur, le Syndicat ayant été un des principaux acteurs de la mise en doute de cette fiabilité, montrant à l'occasion d'un contrôle mené en 2016 et 2017, la part importante d'approximation qui conduit à établir le critère B. Dès 2018, le SIPPEREC a adressé le rapport de contrôle à la CRE et s'est mis à la disposition de l'autorité de régulation pour instruire ce sujet. En outre, une délibération du Conseil Syndical du 7 décembre 2017 demande à Enedis « de mener dès 2018 les développements informatiques nécessaires afin que les données issues des compteurs communicants (Linky, PME-PMI...) soient utilisées pour calculer le temps de coupure moyen par usager basse-tension (critère B) de manière automatisée ».

Cependant, le SIPPEREC ne peut pas se résoudre, comme le régulateur, à se contenter de la qualité de desserte actuelle.

La BundesNetzAgentür, autorité régulatrice pour l'état fédéral allemand, a publié le 22 octobre dernier les résultats obtenus en 2019 outre-Rhin. Si le temps moyen de coupure stagne en France depuis 2014 au-dessus de 60mn, les consommateurs allemands bénéficient, pour leur part, d'un temps de coupure oscillant de 12 à 15mn depuis 2014.

Se contenter d'un temps moyen de coupure durablement quatre fois plus long en France qu'en Allemagne n'est pas envisageable par le SIPPEREC, dans un contexte d'électrification croissante des usages.

Ainsi, le SIPPEREC propose de renforcer la régulation incitative sur la qualité de desserte pour pousser le concessionnaire à mieux orienter ses investissements ainsi que ses choix d'exploitation afin de faire baisser de manière significative le temps de coupure moyen.



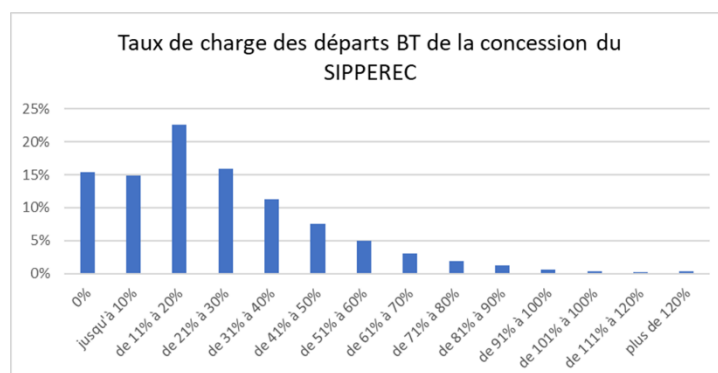
Source :

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
<https://www.enedis.fr/qualite-de-fourniture>

La flexibilité : des gisements rares

Afin d'identifier les gisements de flexibilité sur son territoire, le SIPPAREC a étudié le taux de charge des câbles BT qui desservent les usagers de la concession, à partir des données communiquées par Enedis.

Il apparait que les câbles BT de la concession du SIPPAREC sont faiblement chargés, en moyenne moins de 30% de leur capacité :



Ce constat limite la mise en œuvre de solution de flexibilité dès lors où, indépendamment de la mobilisation de ressources, le besoin de flexibilité est absent, le réseau étant très largement dimensionné.

Le SIPPEREC s'interroge sur la pertinence des choix en matière d'investissement du concessionnaire. Alors que le temps de coupure moyen sur le SIPPEREC ne parvient pas à s'améliorer pour retrouver les niveaux atteints au début des années 2000, les réseaux apparaissent faiblement chargés.

Une explication, que le SIPPEREC cherche à conforter par des analyses plus approfondies, pourrait résider dans la conjonction des faits suivants :

- Le concessionnaire maintient en fonctionnement des ouvrages vieillissants, et/ou de technologies incidentogènes, tardant à en mener le renouvellement
- Le concessionnaire, soucieux du niveau de ses charges d'exploitation, ne garantit pas des réparations rapides des ouvrages, ou ne met pas en œuvre des moyens de secours lors de pannes longues ou de travaux
- Le concessionnaire surdimensionne le réseau à construire lors de raccordement

Les 2 premiers alinéas conduisent à un temps de coupure que l'on ne parvient pas à comprimer tandis que le 3^{ème} conduit à un réseau surdimensionné.

La régulation des choix d'investissement du concessionnaire est questionnée par ces constats, alors que la possibilité de mener des opérations de flexibilité apparaît pour sa part bien compromise.

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

Le SIPPEREC comprend des développements de la CRE que celle-ci reconduit la « méthode comptable » de détermination des charges normatives en capital sous la forme mise en œuvre depuis le TURPE 4. C'est un axe majeur de cette consultation dont les collectivités concédantes et les consommateurs doivent se féliciter.

Il faut rappeler que la méthode comptable est la seule qui reconnaisse la spécificité de l'économie concessionnaire de l'électricité en France et le caractère gratuit des apports massifs de ressources effectués par les consommateurs.

De par les clauses des contrats de concession, Enedis a constitué des enveloppes de préfinancement des renouvellements sous deux formes comptables : les provisions pour renouvellement et les amortissements de financements des concédants. Ces ressources totalisent une trentaine de Mds € (part en non encore utilisée + part déjà affectée à des renouvellements). Apportées par les consommateurs, elles sont réputées « appartenir » aux collectivités publiques qui les représentent : lorsqu'elles sont utilisées à des renouvellements, elles ont le statut de financement des concédants ; et, en cas de fin de contrat de concession, le solde non utilisé devrait être reversé à ces derniers. Qu'elles soient considérées comme émanant du distributeur et donc rémunérées (méthode économique) ou bien des consommateurs et donc gratuites pour Enedis (méthode comptable) recèle un enjeu considérable.

Le SIPPEREC est d'autant plus reconnaissant à la CRE du choix fait qu'il garde en mémoire le contentieux que lancèrent conjointement le Gouvernement, EDF et Enedis contre la décision TURPE 5 en 2017. Le fond du sujet résidait dans cette question précise de méthode. Le Conseil d'Etat donna pleinement raison à la CRE sur ce point, rappelant que la transition énergétique et pour la croissance verte du 8 août 2015 ne contraignait pas le Régulateur à adopter la méthode économique, mais lui laissait au contraire pleine liberté de choix entre les deux approches. Il est permis de penser qu'Enedis et son actionnaire ambitionnaient un retour à la méthode économique sous TURPE 6.

Le SIPPEREC se doit de signaler que, d'une certaine manière, la méthode comptable protège les intérêts d'Enedis. Un retour à la méthode économique, dans la forme qu'elle revêtait sous TURPE 2 et 3, nécessiterait de considérables régularisations extrêmement coûteuses au distributeur et à son groupe. Il faudrait restituer aux utilisateurs (et/ou aux concédants) toutes les enveloppes de renouvellement que, selon les délibérations tarifaires successives de la CRE et selon les jugements du Conseil d'Etat (annulation du TURPE 3, contentieux TURPE 5), ceux-ci sont explicitement réputés avoir apportées d'avance à Enedis. Comme rappelé plus haut, il en irait de près de 30 Mds €, l'équivalent de 2 années pleines de TURPE (part RTE comprise). Même étalée sur plusieurs exercices, une telle restitution semble difficilement concevable, pour commencer du point de vue d'Enedis et de son actionnaire.

S'il advenait que la méthode économique vienne à être restaurée, nul doute que concédants et consommateurs ne sauraient se désintéresser d'un tel enjeu juridico-financier.

Au sein du calcul des charges en capital normatives, le SIPPEREC souhaite attirer l'attention de la CRE sur un point particulier : la couverture du coût des éventuels emprunts financiers au taux sans risque avant impôt. Sur le principe, cette couverture s'avère évidemment légitime. Mais elle nécessite des sérieuses précautions.

Premièrement, le SIPPEREC observe que la CRE propose un taux sans risque (avant impôt) significativement supérieur au taux auquel Enedis pourrait emprunter. Aux dires même de l'étude annexée à la consultation « Audit de la demande de rémunération du capital d'Enedis pour le TURPE 6 » et selon Enedis elle-même (citée dans l'étude), le distributeur serait susceptible d'emprunter au taux sans risque (taux de rendement d'une OAT) + 0,60% environ. Depuis le début de l'année 2020, l'OAT 20 ans offre un rendement moyen de 0,30% (moins de 0,10% début novembre). Il en découle un taux d'emprunt estimé de $0,30\% + 0,60\% = 0,90\%$. Or la CRE propose un taux sans risque avant impôt de 2,1% à 2,5%.

Deuxièmement, le SIPPEREC rappelle que la dette n'est pas seulement la variable d'ajustement de l'autofinancement (que le TURPE alloue) et de l'investissement. Elle dépend aussi du niveau de trésorerie exigé d'Enedis (centralisé auprès d'EDF sans rémunération) et de l'ampleur des dividendes. Or qu'observe-t-on ces dernières années :

- Au bilan 2018 d'Enedis est apparue une dette financière à long terme de 500 M€, contractée auprès d'EDF. Au même moment (31/12/2018), 1 742 M€ de trésorerie était centralisée chez EDF (il en restait 443 M€ fin 2019). Est-il légitime de couvrir le coût d'une dette qui profite de fait à l'actionnaire ?

- De 2014 à 2018, sur 2 965 M€ de résultat net cumulé, 2 733 M€ ont été reversés en dividendes à EDF, soit un taux de distribution moyen sur 5 ans de quelque 92%. La CRE peut-elle ignorer que cet assèchement d'Enedis concourt de fait à son endettement ? Et consentir par la suite à couvrir le coût d'un endettement largement issu d'un degré de distribution quasi-inconnu dans le monde des grandes entreprises françaises ?

Ceci posé, et alors même que l'endettement d'Enedis est tendanciellement appelé à croître, le SIPPEREC formule trois suggestions à la CRE :

- Pour déterminer l'assiette des intérêts à couvrir, la CRE devrait considérer, non la dette brute, mais la dette nette de la trésorerie.
- Le taux de dividendes d'Enedis est un sujet majeur d'inquiétude pour le Syndicat en ce que cette fuite de liquidités entre en conflit direct avec les capacités d'investissement du distributeur. La CRE a toujours soutenu que la régulation des dividendes n'entrait pas dans son champ de compétences. Au minimum pourrait-elle fixer une règle selon laquelle la quote-part de dette résultant de dividendes excédant (par exemple) 50% des résultats resterait à l'écart de toute couverture tarifaire.
- Couvrir le coût de la dette sur la base d'un taux sans risque moyenné depuis 10 ans aboutit à l'aberration soulignée plus haut : la CRE instaure objectivement une incitation à l'endettement d'Enedis (et donc à majorer dividendes et trésorerie). Comme démontré plus haut, l'entreprise emprunte à moins d'1% (sans perspective de franche remontée avant plusieurs années vu la politique explicite de la Banque Centrale Européenne) et est couverte à plus de 2%. Pour contrecarrer pareille martingale, le SIPPEREC propose que les intérêts, retraités selon les préconisations des deux alinéas précédents, deviennent éligibles au CRCP, assortis d'une clause de plafond de prix sur le modèle de celle appliquée au prix des achats de pertes.

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?

Le SIPPEREC ne comprend pas le revirement de la CRE sur ce point qui avait déjà donné lieu à questionnement lors des précédentes consultations tarifaires. Aucun élément nouveau ne justifie de son point de vue une évolution de la doctrine régulatoire.

Premièrement, le SIPPEREC, en tant que concédant, souhaite qu'une pression soit exercée sur Enedis à accélérer ses investissements, qu'ils soient de cycle court ou long. Faire débiter la rémunération lors de la mise en service joue ce rôle.

Deuxièmement, comme en matière de dette financière, le SIPPEREC invite la CRE à considérer le bilan d'Enedis dans sa globalité. Certes l'entreprise supporte en effet un besoin de financement de l'ordre d'1,5 Md € au titre de ses immobilisations en cours, sans la moindre couverture tarifaire. Mais dans le même temps, d'autres postes dudit bilan procurent à l'entreprise des ressources nettement supérieures :

- Fin 2019, les provisions pour avantages du personnel, dûment couvertes par les

TURPEs passés, s'élevaient à 3,6 Mds € au passif d'Enedis.

- Les dettes fiscales et sociales, elles aussi couvertes, représentaient 1,3 Md €.
- Etc.

Au même titre que les provisions et amortissements de financements du concédant, il faudrait tenir compte de cette ressource gratuite alimentée par les consommateurs. Faute de la déduire des capitaux propres régulés (solution que le SIPPEREC appellerait de ses vœux), le minimum serait de considérer qu'elle couvre tous les emplois particuliers à l'image des immobilisations en cours de toutes natures.

Tant la demande d'Enedis de rémunération de l'intégralité des immobilisations en cours que le moyen terme de la CRE de rémunération des seules immobilisations en cours de cycle long (> 1 an) apparaissent donc totalement injustifiés au SIPPEREC, sauf à corriger au préalable le calcul des capitaux propres régulés de l'intégralité des passifs gratuits de l'entreprise.

Et si une telle rémunération devait être retenue, elle ne saurait reposer sur un taux sans risque surévalué dans les proportions relevées en réponse à la question 2.

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

Jusqu'à présent, ces coûts échoués étaient éligibles 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 versé en une fois à Enedis.

La CRE propose d'exclure les coûts échoués dits « prévisibles » du CRCP, c'est-à-dire d'en forfaitiser la couverture.

Le SIPPEREC désapprouve cette évolution.

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.
- Enedis ne sera pas incitée à financer l'enfouissement dès lors que celui-ci concerne souvent des réseaux aériens qui ne sont pas encore totalement amortis.

L'orientation de la CRE aurait donc pour effet objectif d'accélérer le vieillissement du réseau.

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

La CRE propose la restitution aux utilisateurs via le CRCP de 80% des plus-values comptables que serait susceptible de percevoir Enedis lors de cessions d'actifs. Inversement, les moins-values ne seraient couvertes par le tarif que sur la foi d'une argumentation convaincante dispensée par Enedis.

Le SIPPEREC se doit de rappeler qu'Enedis ne peut en aucune manière céder des actifs concédés (autrement dit l'essentiel des ouvrages exploités par Enedis dans le cadre des cahiers des charges de concession qui le lie à chaque autorité organisatrice de la distribution d'électricité) sans l'accord de l'autorité concédante, propriétaire de ces actifs en ce qu'ils sont nécessaires au fonctionnement du service public concédé, autrement qualifiés de biens de retour de la concession. Mieux encore, la cession de ces actifs concédés doit être précédée, outre de la désaffectation effective de ces actifs (pour qu'ils ne soient plus affectés à la distribution d'électricité), d'un déclassement de ces actifs pour qu'ils n'appartiennent plus au domaine public de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité.

Ces actifs, biens de retour, sont en effet la propriété des autorités concédantes, et non d'Enedis (voir en ce sens, Conseil d'Etat, Assemblée, 21 décembre 2012, *Commune de Douai*, n°342788¹).

Ces actifs, biens de retour, étant attachés à la propriété des autorités concédantes, leurs plus-values de cession doivent revenir aux propriétaires desdits biens, à savoir les autorités concédantes. Le SIPPEREC a eu à traiter des dossiers de ce type ces dernières années, s'agissant notamment de terrains d'assiette de postes de transformation déplacés ayant acquis une valeur certaine plusieurs années après leur acquisition dans le contexte de rareté de la disponibilité des terrains en Ile-de-France.

¹ Il ressort en effet de cet arrêt :

« 2. Considérant, en premier lieu, que, dans le cadre d'une délégation de service public ou d'une concession de travaux mettant à la charge du cocontractant les investissements correspondant à la création ou à l'acquisition des biens nécessaires au fonctionnement du service public, **l'ensemble de ces biens, meubles ou immeubles, appartient, dans le silence de la convention, dès leur réalisation ou leur acquisition à la personne publique ;**

3. Considérant, d'une part, que, lorsque des ouvrages nécessaires au fonctionnement du service public, et ainsi constitutifs d'aménagements indispensables à l'exécution des missions de ce service, sont établis sur la propriété d'une personne publique, **ils relèvent de ce fait du régime de la domanialité publique** ; que la faculté offerte aux parties au contrat d'en disposer autrement ne peut s'exercer, en ce qui concerne les droits réels dont peut bénéficier le cocontractant sur le domaine public, que selon les modalités et dans les limites définies aux articles L. 2122-6 à L. 2122-14 du code général de la propriété des personnes publiques ou aux articles L. 1311-2 à L. 1311-8 du code général des collectivités territoriales et à condition que la nature et l'usage des droits consentis ne soient pas susceptibles d'affecter la continuité du service public ;

4. Considérant, d'autre part, que le contrat peut attribuer au délégataire ou au concessionnaire, pour la durée de la convention, la propriété des ouvrages qui, bien que nécessaires au fonctionnement du service public, ne sont pas établis sur la propriété d'une personne publique, ou des droits réels sur ces biens, sous réserve de comporter les garanties propres à assurer la continuité du service public, **notamment la faculté pour la personne publique de s'opposer à la cession, en cours de délégation, de ces ouvrages ou des droits détenus par la personne privée ;** »

Dans les cas, a priori rares, ne serait-ce qu'au regard des masses comptables en jeu (90% des immobilisations en service d'Enedis relèvent du domaine concédé au vu du bilan au 31/12/2019), où les cessions porteraient sur les seuls biens propres exploités par Enedis, le SIPPEREC est favorable au dispositif proposé par la CRE. Pour les biens de retour, la plus-value doit en revanche revenir aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité, propriétaires de ces biens.

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

Le SIPPEREC souscrit :

- au principe et au mode de fonctionnement du CRCP : il est opportun de ne pas placer le distributeur en risque sur des charges et des produits dont il n'a pas la maîtrise ou dont la compression n'est pas jugée opportune (ex. : les volumes d'investissement) ;
- aux modalités d'évolution du TURPE distribution, qui combinent l'apurement, positif ou négatif, du CRCP, plafonné à +/-2%/an, l'inflation et un facteur X de productivité du distributeur.

Le Syndicat n'en émet pas moins des réserves de mise en œuvre :

- Jusqu'à présent, l'inflation était prise en compte sur la base de taux effectifs (pour l'ajustement tarifaire d'août N : référence IPC moyen de l'année N-1 / IPC moyen N-2). La CRE propose de retenir désormais en année N le taux associé au projet de loi de finances de cette même année N. Pour un gain de synchronisation de quelques mois, la CRE abandonne un taux effectif au profit d'un taux prévisionnel, dont l'expérience a montré qu'il était tendanciellement surestimé (les collectivités locales connaissent le sujet : pour ce motif précis de surestimation récurrente, l'actualisation annuelle des bases d'impôts locaux, historiquement assise sur l'inflation associée au PLFI, repose depuis 2017 sur une inflation constatée en novembre N-1 ...).
- Le plafonnement de l'apurement du CRCP à +/-2% du tarif est opportun. Mais l'application au solde reporté du taux sans risque (avant impôt) déterminé sur les marchés financiers à long terme est inadapté à la tarification d'une dette ou d'une créance de court terme (1 ou 2 ans tout au plus).
- La prime de risque allouée à Enedis doit être cohérente avec la couverture que le CRCP procure à Enedis (65% des charges et 97% des produits). Il n'en va pas ainsi selon le SIPPEREC (point développé en réponse à la question 26).

Le Syndicat prend l'initiative d'aborder un sujet développé dans les attendus de la question, mais non repris dans celle-ci : la CRE envisage d'étendre la clause de rendez-vous à mi-période tarifaire (cas où des dispositions juridiques entraîneraient une variation de plus d' 1% des charges nettes d'exploitation d'Enedis) aux modalités de rémunération d'Enedis.

Le SIPPEREC s'en étonne. La seule justification, déjà bien peu recevable, de la fixation d'un taux sans risque aussi disproportionné (cf. réponses à la question 2 et à la question 26), réside dans le risque de rebond des taux à l'intérieur de la (néanmoins courte) période tarifaire. Dès lors qu'un rendez-vous est instauré au bout de 2 ans, et a fortiori dans un environnement monétaire devenu extrêmement prévisible de par l'action résolue de la BCE (depuis 2015, le marché des taux longs est objectivement devenu un marché administré), le taux sans risque n'a plus de raison de s'éloigner significativement de la moyenne récente des rendements d'OAT. Il reste que, du point de vue du SIPPEREC, la solution la plus évidente consisterait à loger le taux sans risque dans le CRCP (cf. supra).

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 ?

Le SIPPEREC rejoint la CRE s'agissant des principes qui doivent guider l'éligibilité ou non d'un poste comptable au CRCP : prévisibilité et maîtrise. Il n'en considère pas moins que ce second critère doit se subdiviser en deux sous-critères :

- il est des postes dont Enedis a la maîtrise, mais dont il ne convient pas nécessairement d'inciter à la minimisation (ex. : les investissements de renouvellement du réseau),
- inversement, il est bon d'inciter le distributeur à des efforts de productivité.

La CRE ne saurait ignorer qu'en classant une charge hors CRCP, elle incite financièrement à la maîtriser. De ce point de vue, le SIPPEREC exprime deux désaccords de fond :

- le premier relatif aux « coûts échoués » a été déjà exprimé en réponse à la question 4 ;
- le deuxième a trait aux redevances de concession.
- le troisième tient au traitement du FACE

Jusqu'au TURPE 4 inclus, les redevances de concession n'étaient pas éligibles au CRCP. Elles étaient intégrées au tarif sur la base d'une trajectoire forfaitaire : toute économie revenait à Enedis et vice-versa. Le TURPE 5 changea de logique, au motif premier que la renégociation des contrats introduisait un aléa. La CRE propose que le TURPE 6 revienne à l'exclusion du CRCP.

Le SIPPEREC ne saurait souscrire à cette vision, ce pour deux raisons.

Premièrement, classer les redevances parmi les « charges maîtrisables » ou plus exactement « à maîtriser » revient à nier le rôle que jouent les concédants en tant :

- que régulateurs locaux, parfaitement complémentaires de la Commission, via le suivi et les contrôles d'Enedis qu'autorisent les contrats de concession, par exemple sur la planification des investissements délibérés, la tenue d'indicateurs de qualité, etc. ; c'est la redevance « R1 » qui leur apporte les moyens d'exercer cette mission ;

- qu'investisseurs locaux : pour rappel, au cours des 10 dernières années, plus de 20% des investissements sur le réseau de distribution, quelque 803 M€ moyens annuels (10 M€ moyens annuels au SIPPEREC) ont été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage le financement direct des collectivités (le FACE en couvrant certes une part, mais globalement minoritaire) ; sans la redevance R2, directement liée à la mise de fonds desdites collectivités, cet effort sur le réseau, qui contribue largement à ses performances, aurait été impossible..

La CRE considère-t-elle comme sain d'intéresser à Enedis à rationner les moyens dévolus à ces missions ?

Deuxièmement : exclure les redevances du CRCP sous-entend qu'elle 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, i.e. depuis 2014, la CRE les a systématiquement surestimées, d'en moyenne 11,5%.

Comparaison entre prévisions et réalisations de redevances de concession

Montants en M€	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
Δ réalisation - prévision	-14	-31	-45	-58	-24	-48	-19

* Source : Audits des charges d'exploitation d'Enedis publiés par la CRE

Au cours de la période TURPE 4 recalée en année civile (2014-2017), Enedis avait ainsi empoché un gain total 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.

L'objection relative au fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) est d'une nature comparable. La CRE justifie l'exclusion du CRCP par l'argument suivant : « Enedis doit être incité à s'assurer qu'une évolution de la réglementation n'entraîne pas de surcoût pesant de façon non justifiée sur les consommateurs finals ».

Cette vision n'est pas admissible pour le SIPPEREC :

- Premièrement, elle ne voit le FACE que sous l'angle d'une dépense, faisant fi des opérations qu'il permet de financer et de la péréquation qu'il assure entre les territoires urbains où Enedis est le principal maître d'ouvrage et les territoires ruraux où les collectivités assurent sur fonds propres le financement de l'essentiel des investissements de basse tension.
- Deuxièmement, elle érige Enedis en modératrice d'un dispositif qu'elle ne contrôle pas ou, plus exactement, n'a pas à contrôler et où elle serait d'une certaine manière juge et partie, ayant une propension à contester la maîtrise d'ouvrage des collectivités concédantes. Le dimensionnement du FACE relève de l'Etat, via les lois de finances et les arrêtés de détermination des coefficients annuels.

Le SIPPEREC attend de la CRE qu'elle renonce à ces révisions de périmètre du CRCP porteuses d'un message explicite de défiance à l'égard des collectivités concédantes.

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

Les charges liées à la compensation des pertes représentent 20% des charges d'exploitation d'Enedis hors péage RTE pour un montant annuel de 1,1Md€, comme l'indique la CRE dans la consultation.

Une incitation sur ces charges introduite dans TURPE 5 a conduit pour Enedis à une pénalité de 33,8M€ pour deux exercices soit moins de 0,5% du revenu annuel autorisé du gestionnaire de réseau et moins de 2% de la prime de risque que versent annuellement les usagers à Enedis.

Le SIPPEREC considère comme la CRE qu'il est nécessaire d'inciter le concessionnaire à piloter ce poste de charges, compte tenu de son poids dans les charges de l'activité qui lui est confiée.

La CRE envisage de faire évoluer l'incitation en dissociant le volume des pertes non techniques (PNT) des pertes techniques.

Pour les pertes non techniques, le gain attendu pour 2021 induit par le déploiement de LINKY est décalé à 2024. Pour quelle raison est-il nécessaire d'attendre 3 ans après l'achèvement du déploiement des nouveaux compteurs pour effacer les pertes non techniques liées à des points de livraison sans comptage ou à des compteurs défectueux ? Au terme du déploiement de LINKY, l'ensemble de ces dysfonctionnements a disparu, chacun de ces points de livraison étant équipé du nouveau compteur.

Le texte de la consultation est peu disert pour expliquer ce décalage dans le temps nécessaire pour constater que le compteur LINKY compte en effet. Tout au plus, il est fait référence à « certaines applications ... encore en phase d'expérimentation » ou à « une période d'observation à partir du moment où les compteurs sont installés pour détecter les éventuelles PNT ». Le SIPPEREC doit-il comprendre que, bien que le déploiement de LINKY soit presque achevé, le nouveau compteur ne fonctionne pas ou pas complètement ?

Pour le SIPPEREC, le TURPE ne saurait couvrir le surcoût des 3 TWh/an d'achats des pertes (soit de l'ordre de 150 M€ en année pleine) qui découle de ce retard.

Le Syndicat rappelle que la ressource investie dans Linky bénéficie d'une rémunération de 10,25% (avec un plancher de 5,25% en cas d'application de pénalités, très nettement supérieur au coût de l'argent pour Enedis). Ce rendement recèle une prime de risque conséquente. Celle-ci a vocation à couvrir des aléas tel le décalage de l'économie de pertes, a fortiori dès lors qu'Enedis en est pour partie responsable et que, en 2014, le concessionnaire n'avait en rien attiré l'attention sur une incertitude à ce titre.

Le SIPPEREC plaide pour que soit conservée la trajectoire prévoyant une réduction de 3 TWh des pertes à compter de 2021. A défaut, les consommateurs auront payé deux fois : la prime d'assurance et la concrétisation du risque.

Enfin, concernant la régulation sur le prix d'achat, la méthodologie est détaillée dans une annexe confidentielle. Le SIPPEREC ne comprend pas le caractère confidentiel attaché à cette annexe dans la mesure où cette méthodologie a un impact évident sur une part substantielle du tarif public.

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

En préambule, le SIPPEREC marque son étonnement de ce que, s'agissant des coûts unitaires cibles d'investissement assignés à Enedis, la confidentialité une nouvelle fois prévale. Comme rappelé plus haut, les autorités concédantes réalisent plus de 20% des investissements de distribution. Leur expérience pourrait donc utilement instruire la CRE dans sa démarche, assurément pertinente ; d'autant que l'instructif bilan de la première génération de ce dispositif d'intéressement (page 25/141) révèle à quel point plusieurs des coûts unitaires cibles du cadre tarifaire TURPE 5 ont été décalés de la réalité en 2017 et 2018 (écarts de l'ordre de 50% par exemple pour les branchements de producteurs < 36 kVA).

Comme la CRE le souligne, il faudrait veiller à ce que ce dispositif d'incitation ne pousse pas Enedis à investir dans les opérations les moins coûteuses, au détriment de fait des autres.

A cet égard, le SIPPEREC s'interroge sur le degré de finesse de la division en (seulement) 4 zones de densité. Ayant comparé les coûts unitaires moyens de BT aérienne, de BT souterraine et de HTA souterraine réalisées sur son périmètre avec ceux d'autres concessions strictement urbaines, il a pu observer des différences jusqu'à 50%.

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

Le SIPPEREC rejoint la CRE sur la nécessité de neutraliser les arbitrages d'aubaine entre charges d'exploitation (couvertes de manière forfaitaire) et les charges en capital découlant des investissements (couvertes au réel).

Il est donc favorable sur le principe à la proposition de la CRE.

Il comprend néanmoins que le dispositif s'applique aux seules charges en capital (amortissement, coût des capitaux, marge sur actifs) de la période tarifaire en cours. Dès la période tarifaire suivante, c'est la valeur effective des investissements qui rejoint la BAR. L'incitation aurait donc une portée très limitée, en particulier pour les investissements hors réseaux mis en service en fin de période tarifaire (ceux de la dernière année ne donneraient pas lieu à la moindre incitation ...).

Le SIPPEREC considère donc que, pour être efficace, l'incitation devrait prévoir l'inscription définitive de la trajectoire d'investissements hors réseaux dans la BAR (ou bien l'imputation sur le TURPE, via le CRCP, de la totalité du différentiel annuel entre la prévision et la réalisation).

Question 11 - Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai

moyen de réalisation des raccordements par Enedis ?

Dans sa réponse à la consultation publique du 17 octobre 2019, le SIPPEREC avait approuvé la proposition de la CRE d'inciter le GRD sur la base d'un délai nominal de réalisation du raccordement. Le SIPPEREC avait également émis de fortes réserves quant à l'exclusion de ce délai de facteurs dits « exogènes », parmi lesquels l'obtention d'autorisations administratives.

Le SIPPEREC constate que ses remarques ont été entendues par le régulateur.

Cependant, la trajectoire que propose de retenir la CRE pour les objectifs de délais moyens permet donc de « retrouver » les délais de 2015-2016 d'ici à 2024. Le SIPPEREC rappelle ci-dessous l'évolution des délais de raccordement pour branchement simple sur son territoire ces dix dernières années. Ils ont été multiplié par plus de 2,5 et il faut désormais près de 4 mois pour un branchement simple...

Délai moyen de réalisation des travaux pour branchements simples	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	45 jours	49 jours	48 jours	51 jours	74 jours	57 jours	55 jours	66 jours	72 jours	101 jours	116 jours

De tels objectifs pour la période TURPE 6 sont bien peu ambitieux : pour les raccordements BT<36kVA sans extension, le délai moyen passerait donc de 80 jours (2,5mois) à 60 jours (2 mois). Il s'agit donc de réduire de 25% ce délai d'ici à 2024 alors que depuis fin septembre 2020, Enedis communique abondamment sur un engagement à diviser par 2 le délai de raccordement d'ici 2022.

Le SIPPEREC demande donc que les délais moyens à respecter par Enedis d'ici 2024 soient à minima cohérents avec l'engagement du GRD pris à grand renfort de communication d'ici 2022. Il s'agit donc de diviser au moins par 2 les délais moyens observés en 2019 et ce pour tous les raccordements.

En outre, et compte tenu de la forte dégradation du service rendu par le GRD, le redressement attendu par ce dernier ne devrait pas lui permettre de bénéficier de bonus. Verser un bonus au GRD alors que la qualité de service a été très fortement dégradé pendant près de 10 ans, au seul motif qu'il engage un effort pour revenir à une situation, non pas meilleure ou acceptable, mais simplement moins dégradée n'est pas justifié et pourrait être vu comme une prime à la non-qualité. Le SIPPEREC demande qu'aucun bonus ne soit versé au GRD pour l'atteinte de ces objectifs et, au contraire, que le montant des pénalités encourues soit substantiellement surévalué pour constituer une incitation forte à offrir un service à revenir à la qualité de service du début des années 2000. Pour rappel, le raccordement simple sans travaux faisait l'objet d'un engagement de la « Garantie des Services » portée par le concessionnaire à partir de 1990 et jusqu'en 2004 : le délai maximum au-delà duquel le client ouvrait droit à un dédommagement du concessionnaire était de 15 jours...

Enfin, la puissance de l'incitation n'est pas à hauteur des attentes du SIPPEREC. La CRE prévoit 6 plafonnements distincts des malus (pour un total de 21 M€) :

- Raccordements individuels en soutirage BT < 36 kVA sans extension : 5 M€ de pénalité maximum.
- Ajouts en injection sur branchements existants : 2 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements BT < 36 kVA avec extension : 2 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements BT > 36 kVA sans extension : 2 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements collectifs : 5 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements HTA : 5 M€ de pénalité maximum.

Pour le SIPPEREC, des plafonds aussi dérisoires risquent de ne pas permettre de stimuler la mise en œuvre de moyens nationaux à même de ramener les délais à des niveaux raisonnables, voire l'intérêt que Enedis et son groupe peuvent parfois trouver à ne pas être diligents en la matière.

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

La CRE propose d'inciter financièrement Enedis sur le taux de réclamation multiple (répétition d'une réclamation portée par un unique utilisateur sur le même sujet) et de suivre le taux de réponse aux réclamations supérieur à 30 jours ainsi que le nombre de saisines reçues par le MNE concernant l'activité d'Enedis.

Le SIPPEREC est favorable à ces propositions qui permettent :

- De vérifier la qualité des réponses apportées, le respect d'un délai pouvant être obtenu en adressant une réponse « standard » ou même d'attente
- D'introduire l'intervention de sources tiers aux seuls éléments communiqués par Enedis pour apprécier la qualité de service rendu (en l'occurrence le MNE).

Le SIPPEREC rappelle que lorsqu'un usager adresse une réclamation, cela correspond à une insatisfaction forte de sa part. L'indicateur que la CRE envisage d'inciter financièrement vise les usagers qui, ayant exprimé une 1^{ère} fois leur insatisfaction, ont reçu une réponse insuffisante ou même une absence de réponse ou de prise en compte.

Aussi, le SIPPEREC considère comme exclu de verser un bonus à Enedis pour limiter la part des réponses à réclamation insatisfaisantes ou insuffisantes. Seule une pénalité peut être appliquée dans le cas où le taux de réclamation multiple ou que l'utilisateur est contraint de répéter dépasse un certain seuil.

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 ?

Le SIPPEREC n'a pas d'observation à formuler sur ce point.

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

Comme il l'avait souligné dans sa réponse à la consultation du 17 octobre 2019, et en tant qu'autorité concédante pour la distribution et la fourniture d'électricité, le SIPPEREC veille à fournir un service public de qualité tout en limitant ses coûts d'accès. De ce fait la fiabilité du bilan électrique et la finesse de la modélisation des pertes est primordiale pour la sécurisation de la desserte et le contrôle des prix du marché.

La CRE propose de modifier l'indicateur relatif à l'énergie non affectée (ENA) : l'actuel indicateur défini sur le volume des pertes serait remplacé par une moyenne annuelle des valeurs absolue à chaque pas demi-horaire. Comme il l'avait indiqué en octobre 2019, le SIPPEREC est favorable à un indicateur plus fin, qui permette de mesurer plus précisément la qualité de la modélisation des pertes par le GRD. Cependant, l'indicateur proposé par la CRE est peu lisible.

Le SIPPEREC avait suggéré qu'un indicateur construit sur un écart maximum au pas de 30mn entre le volume de perte modélisé et le volume constaté permettrait de contraindre le GRD sur chaque période sur la qualité de la modélisation. Cette proposition n'a pas été retenue par la CRE.

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

Comme il l'a déjà exprimé à diverses reprises, le SIPPEREC considère que la régulation incitative doit reposer sur des objectifs ambitieux et réalistes, couvrant les attentes des usagers tout en s'assurant qu'aucun champ d'activité n'est laissé de côté.

Dans le sillage des réponses à la question 11 et à la question 16 ci-dessous, le SIPPEREC considère que le plafonnement des malus vide largement la régulation incitative de son sens. Il préconise un relèvement en cohérence avec la marge sur actifs, autrement dit la prime de risque, allouée à Enedis (cf. réponse à la question 26).

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 ?

Le SIPPEREC a déjà exprimé son avis sur cette question dès la question 1 de la présente consultation.

Le SIPPEREC ne peut pas se résoudre, comme le régulateur, à se contenter de la qualité de desserte actuelle. Se contenter d'un temps moyen de coupure durablement quatre fois plus long en France qu'en Allemagne n'est pas envisageable par le SIPPEREC, dans un contexte d'électrification croissante des usages.

Considérer que les investissements à mener pour réduire le temps de coupure moyen comme superflus est une attitude qui fait fi des développements économiques qui échappent potentiellement à la France du fait de sa moindre qualité de desserte.

Le SIPPEREC considère à minima qu'une telle décision de l'autorité de régulation ne peut être prise sans une étude préalable, modélisant les investissements à engager pour baisser le temps de coupure moyen en deçà de 60mn. Quels seraient ces investissements à mener ? quel montant ? Le coût en €/mn gagnée pour passer de 62mn à 50mn est-il le même que celui pour passer de 30mn à 20mn ?

Sans être étayée par des études chiffrées et rendues publiques, la décision de se contenter du temps de coupure actuel prise unilatéralement par le régulateur n'est pas acceptable pour le SIPPEREC.

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 ?

Comme le SIPPEREC l'a rappelé précédemment dans sa réponse à la présente consultation, le Syndicat a alerté Enedis dès décembre 2017 et courant 2018 la CRE sur les approximations importantes qui entachent le calcul du critère B.

Le concessionnaire n'a donné aucune suite aux interpellations du Conseil syndical du 17 décembre 2017 qui lui ont été officiellement notifiées.

Dans sa consultation du 17 octobre 2019, la CRE indiquait le calendrier de travail suivant (p37/74):

Calendrier de travail envisagé par la CRE

Les travaux présentés par Enedis sur l'intégration des données Linky dans le calcul du critère B permettent d'envisager la mise en place des premières mesures dès 2020. Pour cela la CRE propose le calendrier suivant :

- **2020**
 - Pour les coupures originaires du réseau BT, utilisation systématique d'OKOUME pour valider les coupures comptabilisées par la méthode actuelle (en termes de localisation et de nombre de points affectés). Le calcul de la durée de coupure reste effectué selon la méthode actuelle.
 - Etude de la possibilité d'utiliser OKOUME et les données Linky pour calculer la durée des coupures.
 - Calcul pour 3 zones géographiques, sur le périmètre des compteurs Linky, de 2 critères B distincts en utilisant pour l'un uniquement des données Linky et pour l'autre la méthode de calcul actuelle.
 - Présentation d'un plan d'action pour l'intégration des points C4 dans la base de données d'OKOUME.
- **2021**
 - Effectuer un REX du calcul du critère B par les deux méthodes et définir un plan d'actions pour changer de méthode de calcul d'ici la fin de la période TURPE 6
- **2022**
 - Intégration des compteurs C4 dans la base de données d'OKOUME

Dans la présente consultation publiée un an plus tard, le 8 octobre 2020, la CRE ne fait nullement état de l'avancement des actions prévues pour 2020 :

- Qu'en est-il de l'utilisation de l'outil d'Enedis (OKOUME) pour valider le nombre et la localisation des coupures BT ?
- Quelles conclusions, même partielles, de l'étude pour utiliser OKOUME et les données LINKY afin de calculer la durée des coupures ?

- Quelles sont les 3 zones géographiques définies pour l'expérimentation de double définition du critère B (ancienne méthode et méthode à partir des données LINKY) ?

Le silence de la CRE sur les suites données à ce 1^{er} calendrier de travail inquiète le SIPPEREC qui avait considéré, dans sa réponse à la consultation du 17 octobre 2019, que dès la fin du déploiement national (en 2022), le critère B doit être calculé sur la base des données issues de LINKY.

A présent, la CRE présente un calendrier modifié qui envisage un calcul du critère B à partir de LINKY à compter de 2024. Dans ce calendrier de travail, il ne s'agit plus de calculer le critère B à partir des données LINKY mais de « processus de correction des durées de coupure et du nombre de clients impactés par comparaison des données issues de LINKY et des données issues de la méthode historique ».

La CRE n'envisage donc plus de modifier la méthode de calcul en utilisant comme source principale les données LINKY pour détecter les coupures, leur durée et le nombre d'usagers concernés. A présent, les données LINKY seront utilisées pour requalifier la méthode historique, dont on sait qu'elle est très approximative, mais qui restera, malgré sa fiabilité largement mise en doute, le socle principal pour l'établissement du critère B.

La proposition de travail de la CRE est donc un recul et ne permettra in fine de fiabiliser le critère B qu'à la marge: plutôt que de changer de méthode, à la faveur du déploiement des compteurs communicants, la CRE et Enedis préfèrent garder une méthode dont on sait qu'elle conduit à des résultats pour partie erronés, et dont il est proposé de corriger les résultats à posteriori. Cette méthode de travail n'est pas satisfaisante et reste sujette à caution quant à la fiabilité du critère B.

Le SIPPEREC ne valide ni le calendrier ni surtout la méthode de travail que proposent le régulateur et le GRD. Le SIPPEREC persiste dans sa demande formulée en Comité syndical le 17 décembre 2017 et demande que, dans un délai raisonnable (2 à 3 ans maximum), le critère B soit calculé automatiquement, à partir des données issues de LINKY. Ces données permettent de recueillir le nombre de coupures subies par les usagers BT, la durée de chaque coupure et le nombre d'usagers concernés. La qualification des causes et origines de la coupure sera qualifiée par le GRD à posteriori.

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) ?

Là encore, le SIPPEREC s'inquiète du bas niveau de plafonnement. Le total des pénalités financières associées aux objectifs de qualité d'alimentation est fixé (comme dans le TURPE 5) à 83 M€.

Cet objectif majeur, qui doit déterminer le niveau des investissements de renouvellement et de modernisation du réseau ne conduirait donc, s'il n'était pas atteint qu'à une pénalité de 6% de la marge sur actifs accordée à Enedis. C'est totalement disproportionné :

- Autant le SIPPEREC peut concevoir que l'éventuel bonus soit strictement plafonné : dans toutes les autres DSP locales, il est considéré comme normal que le concessionnaire soit performant en matière de qualité, des bonus ne sont jamais prévus ; en revanche, les malus sont calibrés de telle sorte d'orienter la ressource de l'entreprise et/ou de son groupe vers le projet.
- Autant le Syndicat plaide en faveur d'une réévaluation sensible du plafond de malus afin de rendre effective une incitation dont il est permis de se demander ce qu'elle va peser face aux impératifs d'économies auxquels est en train de contraindre le groupe EDF (cf. les 500 M€ d'économies d'OPEX annoncées mi-2020, en sus du 1,1 Md € déjà obtenu ces dernières années).

Le SIPPEREC préconise de rehausser le plafond (et en conséquence le barème) de pénalités à 4% du revenu autorisé (hors péages de transport), soit 500 M€ environ, dans la droite ligne des préconisations de l'étude Schwartz and Co de comparaison des tarifs de distribution d'électricité en Europe qui avait été annexée à la consultation publique TURPE 5 de septembre 2016. Un tel recalibrage serait d'autre part cohérent avec l'octroi d'une marge sur actifs considérable (2,4% à 2,5%, soit 1,4 Md € hors Linky).

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 ?

Pour le TURPE 6, la CRE envisage de maintenir le mécanisme à l'œuvre pendant le TURPE 5 en modifiant les trajectoires pour tenir compte des des pénalités versées de 2017 à 2019 :

- 62M€ sont intégrées aux charges d'exploitation, donc couvertes par le TURPE
- Au-delà de 104M€, les pénalités sont intégrées au CRCP donc couvertes par le TURPE.

La CRE se montre très soucieuse de tenir compte des difficultés d'Enedis lors d'évènements climatiques. Le mécanisme de pénalités lors de coupures longues comporte de nombreux biais.

En tout premier lieu, Enedis n'est nullement incité financièrement à agir pour limiter le nombre de coupures longues puisque la pénalité, à concurrence de 62M€, est couverte par les usagers et ne vient donc en rien entamer sa marge. Par essence, une pénalité ne devrait pas être couverte par le tarif : in fine, ce sont les autres usagers qui versent le dédommagement aux usagers touchés par une coupure longue.

Enfin, les évènements climatiques sont appelés à se répéter, leur caractère exceptionnel s'atténue donc avec la répétition. S'il est difficile de faire face à des incidents d'ampleur, il est de la mission du gestionnaire de réseau de mettre en place les procédures, les organisations et de réaliser les investissements nécessaires pour rendre le réseau résilient lors de ces évènements. La rémunération d'Enedis prévoit à cet égard une prime de risque dont on pourrait penser qu'elle vise par exemple ces évènements exceptionnels. La sollicitude du régulateur, qui a à cœur de prendre en compte les difficultés du GRD lors d'évènements climatiques, ne constitue pas une incitation pour ce dernier pour se préparer à la recrudescence d'évènements climatiques.

Pour illustrer ce propos : le territoire du SIPPEREC est notablement concerné par le risque lié aux crues. Depuis 2006, le SIPPEREC tente de mobiliser Enedis sans grand succès afin que soient menés les investissements nécessaires à la résilience des réseaux électriques. Le schéma directeur des investissements obtenu par le SIPPEREC suite à la conclusion d'un avenant au contrat en cours en avril 2016 comporte un volet relatif à la gestion des crues. Sur la période de 2016 à 2019, Enedis a investi sur l'ensemble du territoire du SIPPEREC (80 communes ; 1 700 000 usagers) à peine 1M€, soit moins de 250k€/an. Pour la prochaine période, sur l'insistance du SIPPEREC, Enedis promet d'investir 5M€ sur 4 années.

Ces sommes dérisoires montrent que le GRD ne prend pas la pleine mesure des actions à engager pour la résilience des réseaux lors d'évènements climatiques.

Le SIPPEREC demande donc que la pénalité ne soit pas couverte par le tarif et donc n'entre ni dans les charges d'exploitation, à concurrence de 62M€ et ni dans CRCP, au-delà de 104M€.

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 ?

Le SIPPEREC a à de multiples reprises sollicité une plus grande transparence sur l'objet des dépenses R&D couvertes par le tarif et surtout sur les enseignements tirés de ces expérimentations. Des communication étayées et chiffrées permettraient de comprendre à quoi contribuent les usagers dans le tarif.

La CRE indique que cette transparence se fera à son égard : elle sera destinataire annuellement des données techniques et financières relatives aux expérimentations financées par le tarif et leurs conclusions. Le SIPPEREC était pour sa part convaincu qu'il en était déjà ainsi, et que tout revenu octroyé par le tarif correspondait à des charges dont l'existence et la justification étaient vérifiées par le régulateur.

Le SIPPEREC est bien entendu favorable à ce que la CRE puisse disposer en toute transparence de l'ensemble des éléments chiffrés et précis relatifs aux différentes dépenses de R&D et aux projets ainsi financés. Le SIPPEREC demande que cette transparente dépasse le seul régulateur et, dans la mesure où les usagers financent ces expérimentations, il soit rendu compte de l'état d'avancement de chaque projet, des enseignements tirés, chiffres à l'appui.

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 SIPPEREC n'a pas d'observation à formuler sur ce point.

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 ?

Lors de la consultation du 17 octobre 2019, le SIPPEREC avait formulé diverses remarques sur la proposition de la CRE, pour lesquelles il n'est pas indiqué dans la présente consultation si elles ont été prises en compte ou pas.

En effet, pour les objectifs relatif à l'efficacité du système de comptage communicant, le SIPPEREC avait relevé que la CRE propose un niveau d'objectif pour 2020 2021 qui correspond au niveau déjà atteint de manière durable depuis au moins 2018.

Fixer des objectifs, pour la période 2020-2021, à des niveaux déjà atteints ou dépassés de manière régulière depuis plusieurs exercices ne répond pas aux objectifs de la régulation incitative : garantir la qualité de service rendu par l'opérateur.

Si le SIPPEREC est favorable à la proposition d'inciter financièrement Enedis sur la transmission de données et la qualité de celles-ci, le syndicat propose de fixer des objectifs ambitieux et supérieurs, même légèrement, aux niveaux déjà atteints.

Par ailleurs, comme cela a déjà été indiqué, l'incitation financière n'aura un impact significatif sur la qualité du service qu'accompagnée de la suppression des bonus versés à Enedis en cas d'atteinte de ces objectifs et de l'augmentation, voire l'abandon, du plafonnement des pénalités infligées au concessionnaire.

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 Commission identifie des actions prioritaires, dont la définition pourrait varier au cours de la période tarifaire, pour lesquelles Enedis serait incitée à respecter un délai d'exécution.

Le CRE identifie notamment :

- L'adaptation des études de raccordement pour prise en compte du stockage, des IRVE, ...
- L'intégration des données LNKY pour le calcul du critère B
- La proposition de la CRE est intéressante mais trop peu détaillée : comment ces délais à respecter seraient définis ?

Si le SIPPEREC est favorable à une telle incitation, la proposition de la CRE nécessite d'être explicitée pour permettre au SIPPEREC d'émettre un avis étayé.

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

La CRE souligne que le principal facteur de hausse pour les charges liées au système électrique réside dans les charges relatives à l'achat des pertes et principalement dans l'hypothèse de prix de l'électricité retenue par Enedis et que la CRE considère « pertinente ».

Il est d'autant plus dommageable que la méthodologie retenue pour la régulation sur le prix d'achat de ces pertes soit détaillée dans un annexe confidentielle. Il est vrai qu'une hausse de 12% du prix d'achat des pertes entre 2019 et 2021 est déconcertante, et le SIPPEREC ne saisit pas quelle circonstance y conduit.

Le SIPPEREC regarde donc comme non justifiée l'augmentation retenue pour les charges liées au système électrique pour Enedis, celle-ci s'appuyant sur des éléments confidentiels et des projections de prix très étonnantes.

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

Le SIPPEREC, sans être en mesure de contre-expertiser l'ensemble des postes d'exploitation, notamment en raison des multiples mentions « confidentiel » apposées dans le rapport de Schwartz and Co, pointe deux facteurs de surévaluation majeure des charges d'exploitation.

Premièrement, le scénario d'inflation prévisionnelle retenu est périmé. Il tire sa source, comme indiqué page 52/141, du projet de loi de finances pour 2020, élaboré il y a plus d'un an (septembre 2019) et de prévisions du FMI de la même époque. Depuis lors, la crise a sévi, qui a conduit tous les prévisionnistes à réviser à la baisse leur hypothèses d'inflation.

Le projet de loi de finances pour 2021, disponible depuis près de 2 mois, paraît une source plus fiable que celui de 2020. Le tableau ci-dessous compare les deux trajectoires. Une charge de 100 en 2019 deviendra 107,6 en 2024 selon l'hypothèse retenue par la CRE. Au vu de projections plus récentes et donc plausibles, ce sera seulement 105,0.

Comparaison des trajectoires d'inflation PLFI 2020 (CRE) et PLFI 2021

	2021	2021	2022	2023	2024
Inflation PLFI 2020 (septembre 2019)	1,0%	1,4%	1,6%	1,7%	1,7%
Base 100 en 2020	101,0	102,4	104,1	105,8	107,6
Inflation PLFI 2021 (septembre 2020)*	0,2%	0,6%	1,0%	1,4%	1,7%
Base 100 en 2020	100,2	100,8	101,8	103,2	105,0

* Source : Rapport économique social et financier annexé au projet de loi de finances 2021 (septembre 2020)

Appliqués à une masse de charges nettes d'exploitation 2019 de 4 673 M€, pour l'essentiel non éligibles au CRCP, les 2,6 points de différence en 2024 (107,6 – 105,0) représenteront 124 M€. Sur la totalité de la période tarifaire (2021-2024), ce seraient 424 M€ qu'Enedis percevrait indûment.

Indexation des charges nettes d'exploitation au périmètre 2019

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Indexation selon PLFI 2020 (hypothèse CRE)	4 673 M€	4 720 M€	4 786 M€	4 862 M€	4 945 M€	5 029 M€
Indexation selon PLFI 2021 (proposition SIPPEREC)	4 673 M€	4 682 M€	4 710 M€	4 758 M€	4 824 M€	4 906 M€
Ecart		37 M€	75 M€	105 M€	121 M€	123 M€

Dès lors que l'inflation n'est pas couverte par le CRCP, le SIPPEREC considère qu'il serait grave de ne pas se fonder sur les projections les plus récentes et de laisser perdurer un tel niveau de rémunération cachée en faveur d'Enedis.

Deuxièmement, le poste « impôts et taxes » apparaît considérablement surestimé. Il ignore de manière incompréhensible l'allègement des impôts locaux de production annoncé par le Gouvernement en début d'été, inscrit au projet de loi de finances pour 2021 et d'ores et déjà voté par l'Assemblée nationale en première lecture.

Le SIPPEREC s'amuserait, si le sujet n'était pas si sérieux en cette période de montée de la précarité énergétique, de lire page 157 du rapport relatif aux charges d'exploitation d'Enedis : *« Concernant la fiscalité locale, ENEDIS indique que la trajectoire prévisionnelle a été construite en faisant l'hypothèse d'une réglementation constante. Cependant, la suppression totale de la taxe d'habitation attendue pour 2023 devrait entraîner une forte baisse des recettes fiscales pour les collectivités locales, et créer un besoin de refinancement, de la part des entreprises industrielles a priori. ENEDIS indique que le gouvernement doit produire un rapport au sujet de ce refinancement, avec une révision attendue de l'assiette de calcul de la taxe foncière et de la cotisation foncière des entreprises industrielles. »* Autrement dit, le Gouvernement préparerait un rapport prônant de compenser (« refinancer ») les pertes de taxe d'habitation par une révision des impôts économiques locaux.

Si ce passage est révélateur des échanges entre Enedis et l'auditeur, il s'avère passablement inquiétant. Le SIPPEREC se doit de signaler que :

- La suppression de la taxe d'habitation, en vertu de l'article 16 de la loi de finances pour 2020, est intégralement compensée au monde communal (même s'il n'est pas interdit de penser que, sur la durée, des questions finiront par se poser ...).
- Le projet de loi de finances, largement défloré sur ce point dès juin dernier, programme dans le cadre du plan de relance 10 Mds € d'allègements fiscaux en faveur des entreprises se décomposant en :
 - o une division par 2 de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) par suppression de la part régionale,
 - o une division par 2 de la cotisation foncière des entreprises et de la taxe foncière sur les propriétés bâties des établissements considérés comme industriels (89% des bases taxables d'Enedis, selon l'entreprise elle-même citée dans le rapport Schwartz and Co, entrent dans cette catégorie).

Concrètement, les trajectoires d'impôts économiques locaux proposées par Schwartz and Co (page 184) et reprises telles quelles, pour ce qu'en comprend le SIPPEREC, par la CRE, doivent être substantiellement révisées à la baisse. Comme le détaille le tableau ci-dessous, il en va de plus 100 M€/an (119 M€ en 2024).

Biais de la trajectoire d'impôts locaux

		2021	2022	2023	2024
89% de la CFE	Trajectoire CRE*	51 M€	53 M€	53 M€	55 M€
	Trajectoire PLFI 2021 --> division par 2	25 M€	26 M€	27 M€	28 M€
11% de la CFE	Trajectoire CRE*	6 M€	6 M€	7 M€	7 M€
	Trajectoire PLFI 2021 --> inchangée	6 M€	6 M€	7 M€	7 M€
CVAE	Trajectoire CRE*	123 M€	129 M€	134 M€	133 M€
	Trajectoire PLFI 2021 --> division par 2	62 M€	65 M€	67 M€	67 M€
89% de la taxe foncière bâtie	Trajectoire CRE**	43 M€	45 M€	47 M€	50 M€
	Trajectoire PLFI 2021 --> division par 2	21 M€	23 M€	24 M€	25 M€
11% de la taxe foncière bâtie	Trajectoire CRE**	5 M€	6 M€	6 M€	6 M€
	Trajectoire PLFI 2021 --> inchangée	5 M€	6 M€	6 M€	6 M€
TOTAL	Trajectoire CRE	228 M€	239 M€	247 M€	251 M€
	Trajectoire PLFI 2021 --> inchangée	120 M€	126 M€	130 M€	132 M€
	Ecart	108 M€	113 M€	117 M€	119 M€

* Page 170 du rapport Schwartz and Co

* Page 184 du rapport Schwartz and Co

Là encore, les impôts locaux n'étant pas éligibles au CRCP, la non-correction de cette erreur serait préjudiciable aux consommateurs et constituerait un surplus de rémunération de fait en faveur d'Enedis.

Si elle se refusait à intégrer des mesures d'allègement qui n'ont pas encore été définitivement votées par le Parlement (elles ne le seront que mi-décembre), la CRE pourrait au minimum rendre transitoirement éligibles au CRCP les impôts concernés.

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'intérêt sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?

Ce chapitre suscite de la part du SIPPEREC de multiples remarques.

Sur le défaut de transparence des informations fournies :

Depuis TURPE 3, chaque consultation tarifaire améliorerait l'information et la documentation fournies par la précédente. Le SIPPEREC n'avait pas manqué de le relever dans ses réponses successives.

La présente consultation fait marche arrière. Les données chiffrées fournies pages 68 et 69/141 apparaissent beaucoup trop globales pour être analysables et autoriser une réponse avisée. Caricature est entre autres la globalisation en une ligne de rubriques aussi stratégiques que :

- les dotations aux amortissements des immobilisations (parts concessionnaire et part concédant),
- les dotations nettes aux provisions pour renouvellement,
- la valorisation de la marge sur actifs de 2,4%-2,5% appliquée à la BAR hors Linky,

- la valorisation de la rémunération des capitaux propres régulés d'Enedis au taux sans risque de 2,1% à 2,5%,
- la valorisation de la couverture au taux normatif de 10,25% des capitaux investis dans Linky,
- la couverture du coût de la dette au taux sans risque de 2,1% à 2,5%,
- la couverture du coût de financement des immobilisations en cours au taux sans risque de 2,1% à 2,5%.

De même, si l'évolution prévisionnelle de la BAR hors Linky est fournie dans un tableau page 62/141, nulle trace de la BAR Linky, de l'assiette de capitaux propres régulés et d'immobilisations en cours rémunérées.

Cette soudaine opacité ne peut qu'éveiller le soupçon selon lequel mieux vaut dissimuler certaines informations et par voie de conséquence attiser l'inquiétude :

- des concédants, comme le SIPPEREC, dont le patrimoine est directement concerné par les rubriques d'amortissements et de provisions,
- des consommateurs qui acquittent les différentes fractions de la rémunération d'Enedis.

Sur le niveau excessif du taux sans risque :

Le taux sans risque sert à calculer :

- la rémunération des « capitaux propres régulés », autrement dit les ressources qu'Enedis met elle-même en œuvre, nets des financements des concédants (parmi lesquels les remises gratuites, les provisions pour renouvellement, ...), que le SIPPEREC estime entre 8 et 10 Mds € sur la période tarifaire (en l'absence de toute donnée sur le sujet dans la consultation),
- la coût de la dette financière que la CRE propose de couvrir,
- le coût de portage des immobilisations en cours de cycle long dont la CRE propose de couvrir le portage.

Le taux sans risque s'identifie au rendement d'une obligation d'Etat, placement « sûr » dans lequel Enedis pourrait placer ses capitaux propres régulés.

La CRE reprend à son compte les préconisations de l'audit du cabinet Oxera, consistant à considérer :

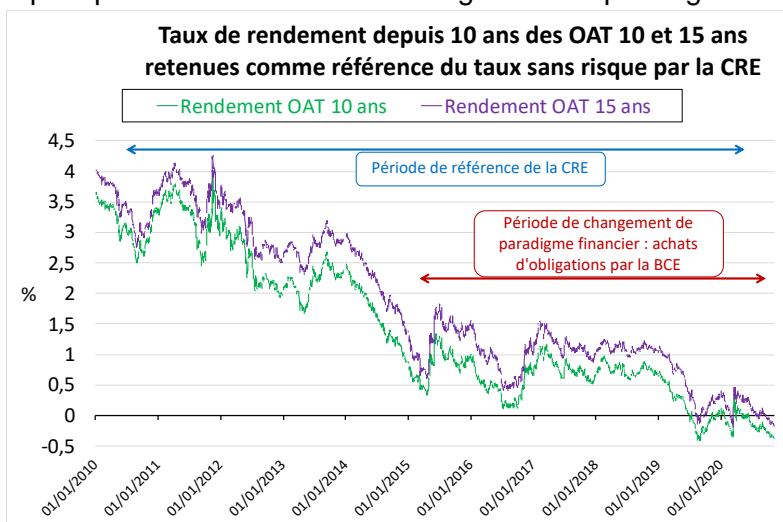
- une moyenne des taux de rendement actuariel des emprunts d'Etat (OAT) de durée résiduelle 10 ans et 15 ans,
- sur une période de référence de 10 années (2010-2020).

Le SIPPEREC souscrit à au choix d'un panier d'obligations de 10 à 15 ans, cohérent avec les pratiques courantes de financement.

En revanche, le SIPPEREC ne comprend pas le choix d'une période de référence aussi étendue. Depuis 2015, la BCE intervient massivement sur le marché des obligations souveraines (plus de 1 000 Mds € d'achats en 2020). Sauf à compromettre gravement la solvabilité de plusieurs Etats importants, dont la France, et donc la cohérence de la zone euro, elle n'aura d'autre option que de poursuivre durablement cette politique. Aucun prévisionniste n'envisage de revirement significatif au cours de la période tarifaire TURPE 6 (2021-2024).

Se référer à une moyenne débutant en 2010 occulte totalement ce bouleversement structurel. Le SIPPEREC avait déjà pointé ce travers dans sa réponse à la consultation TURPE 5 en octobre 2016. La CRE n'en choisit pas moins à l'époque un taux sans risque de 2,7%. Or, de 2017 (début du TURPE 5) à aujourd'hui (novembre 2020), la moyenne des rendements des OAT 10 et 15 ans s'est inscrite à ... 0,57%.

Le graphique ci-après permet de visualiser le changement de paradigme intervenu en 2015 :



Au cours des 5 dernières années, beaucoup plus représentatives donc que les 10 dernières, les 2 titres choisis ont exhibé un taux de rendement moyen de 0,61%, loin sous les 1,6% à 1,8% qu'envisage de retenir la CRE, soit avant impôt : 0,9% vs 2,1%/2,5% pour la CRE.

En résumé si, comme elle l'annonce en synthèse de la consultation publique, la CRE a bien acté la baisse des taux d'intérêt, elle l'a fait sans considération de la réalité des marchés financiers.

Le SIPPEREC détient également des compétences dans le domaine des réseaux télécoms. A ce titre, il s'intéresse aux consultations et aux décisions du régulateur du secteur, l'ARCEP. Le 11 septembre dernier, celle-ci a pris une décision de révision du « *taux de rémunération du capital employé pour la comptabilisation des coûts et le contrôle tarifaire des activités fixes et mobiles régulées à compter de 2021* ». Tout comme ici se posait la question de la rémunération des capitaux investis par des opérateurs, exprimée comme l'addition d'un taux sans risque et d'une prime de risque. L'ARCEP a considéré comme significatives, non les 10, mais les 5 dernières années. Elle a abouti à un taux sans risque de 0,57% proche des 0,61% calculés plus haut par le SIPPEREC. Soit de l'ordre 0,8% avant impôt.

Appliqué à une assiette d'une dizaine de Mds € de capitaux propres régulés, le différentiel entre d'un côté le taux avant impôt que la CRE envisage de retenir (2,3% en milieu de fourchette) et de l'autre côté celui de l'ARCEP ou du SIPPEREC (0,8%-0,9%) représente près de 150 M€/an moyens.

Le SIPPEREC appelle donc la CRE à revoir son estimation du taux sans risque, au bénéfice de consommateurs. Une voie alternative, techniquement simple, en vue d'éviter toute surestimation sans le moins du monde léser Enedis, consisterait à rendre éligible au CRCP le paramètre de taux sans risque au vu de la moyenne annuelle des rendements d'OAT 10 ans et 15 ans.

Sur le niveau excessif de la marge sur actifs :

La marge sur actifs rémunère le risque que court Enedis en tant qu'exploitant du réseau. Depuis TURPE 4, elle est calculée par application d'un taux à la base d'actifs nets régulés, c'est-à-dire à la valeur nette comptable des immobilisations en service.

Une composante majeure de son calcul est le « bêta » des actifs gérés par Enedis, autrement dit leur degré de risque par rapport à un panier moyen d'actions. La CRE l'avait arrêté à 0,33 dans le TURPE 4, puis à 0,34 dans le TURPE 5. Il en était découlé une marge sur actif avant impôt de :

- 2,5% sous TURPE 4 (2014-2017),
- 2,5% sous TURPE 5 bis (2018-2020)

La CRE propose d'inscrire le TURPE 6 (2021-2024) en continuité avec une marge sur actifs de 2,4% à 2,5%, sans mentionner le « bêta » qui la sous-tend.

En préambule, le SIPPEREC se félicite de lire enfin sous la plume d'un cabinet retenu par la CRE (Oxera) ce qu'il soutient depuis de nombreuses années et que révélait l'étude comparative publiée en annexe de la consultation TURPE 4, à savoir : « (...) *nous considérons, d'après notre analyse des risques, que le cadre de régulation français est particulièrement protecteur des opérateurs, et notamment plus que celui applicable aux opérateurs comparables dans d'autres juridictions.* »

Parmi les facteurs qui concourent à limiter le risque d'Enedis et qui ne se retrouvent jamais de manière conjointe ou aussi prononcée dans les autres pays européens, citons :

- l'étendue des postes éligibles au CRCP, c'est-à-dire dont le risque est rabattu sur les consommateurs : 65% des charges et 97% des produits (page 18/141 de la consultation) ; notons à titre d'illustration qu'Enedis est immunisée contre la baisse de consommation liée à la crise sanitaire et économique : via le CRCP, les utilisateurs compenseront l'intégralité de son manque à gagner à partir d'août 2021 ;
- le recouvrement intégral des investissements, le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts unitaires étant de portée réduite (plafonnement de la pénalité à 30 M€ et possibilité de bonus symétrique), de même que la forfaitisation des investissements hors réseaux (laquelle ne joue que sur la période tarifaire en cours, les immobilisations correspondantes étant ensuite normalement intégrée à la BAR) ;

- la brièveté de la période tarifaire (4 ans, avec au surplus une clause de rendez-vous juridique au bout de 2 ans) , qui assure aux gestionnaires de réseau que le TURPE ne s'écarte jamais bien longtemps des charges à couvrir (rien à voir avec les autres concessionnaires de services publics locaux – assainissement, transports, ... - qui doivent s'équilibrer avec un tarif fixé pour plusieurs décennies, moyennant des taux de rémunération qui atteignent rarement ceux d'Enedis ...) ;
- le plafonnement à des niveaux bas des pénalités de régulation incitative (217 M€/an maxi avant impôt) en comparaison du niveau de rémunération avant impôt près de 2 Mds € avant impôt, Linky compris).

Malheureusement, le consultant, et la CRE à sa suite, ne tirent aucun enseignement du constat de spécificité du cadre de régulation français. De manière incompréhensible, Oxera continue de prôner un bêta de 0,32 à 0,37, dans la fourchette de ceux observés ailleurs en Europe.

Il est pourtant 2 constats simples qui donnent une dimension à la marge sur actifs allouée à Enedis, dont le SIPPEREC s'étonne qu'ils ne soient jamais effectués par la CRE.

→ Premièrement, 2,4% à 2,5% de marge sur actifs, appliqués à 55,9 Mds € de base d'actifs régulés prévisionnelle, vont assurer à Enedis une rémunération d' 1,4 Md €/an en moyenne (hors Linky). Economiquement, cette somme doit se lire comme la prime d'assurance annuelle que supportent les consommateurs en contrepartie des risques mis à la charge d'Enedis. Le SIPPEREC ne cerne pas de scénario de risque qui pourrait induire une telle dépense annuelle (non éligible au CRCP bien sûr) de la part du gestionnaire de réseau.

Autrement dit, les consommateurs sont dans la position d'un assuré qui verserait à son assureur une prime démesurément supérieure à l'indemnité qu'il est susceptible de percevoir en cas de sinistre. Le SIPPEREC attend toujours de la CRE qu'elle démontre que la prime d' 1,4 Md € correspond à l'espérance mathématique des risques auxquels est exposée Enedis.

→ Deuxièmement : De 2012 à 2019, Enedis a extériorisé une rentabilité courante sur capitaux propres de plus de 20% en moyenne et ce, de manière très récurrente :

Rentabilité financière courante d'Enedis pour son actionnaire EDF

Montants en Mds €	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Moyenne
Capitaux propres nets Enedis au 1/1	3,2	3,6	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,7	
Résultat net courant Enedis (source EDF)	0,8	0,8	0,7	0,9	1,0	0,8	0,9	0,8	
Rés Net courant / capitaux propres	25,2%	22,8%	17,9%	22,1%	24,0%	17,9%	18,7%	16,5%	20,6%

Sources : *Communications annuelles des résultats du groupe EDF et rapports financiers annuels d'Enedis*

Cette rentabilité provient pour partie des efforts de compression de charges auxquels s'est employée Enedis (sous le pression de la régulation incitative, mais aussi et surtout de son groupe), pour partie des bonus de régulation incitative. Mais son origine majoritaire réside dans les composantes de la rémunération fixée par la CRE, par essence non adossées à des charges : la rémunération des capitaux propres régulés, la couverture (à 10,25%) du coût du capital investi dans Linky et, surtout, la marge sur actifs.

Aucune grande entreprise française n'atteint de tels niveaux de rentabilité, fussent-elles beaucoup plus risquées. Cette observation ne devrait-elle pas interpeler la CRE et l'amener à réviser substantiellement son paramétrage du modèle comptable ?

Peut-on légitimement considérer qu'est respecté l'article L.341-1 du Code l'Energie lorsqu'il énonce que : les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité doivent inclure « *une rémunération normale* » (... la même question se pose d'ailleurs à propos de la suite de l'article, là où est stipulé que cette rémunération « *contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux* ». Le SIPPEREC a montré en réponse à la question 2 que la rémunération, exfiltrée à raison de 92% sous forme de dividendes, profitait bien peu au réseau).

Le SIPPEREC propose une piste à la CRE. Lors de la préparation du TURPE 4, ERDF/Enedis avait proposé une méthode mixte de valorisation des charges en capital, où les actifs remis par les concédants lui auraient procuré une marge sur actifs d' 1,0% (cf. page 12/50 de la consultation publique TURPE 4 du 9 juillet 2013). Cette référence est tout naturellement extrapolable à l'ensemble de ses immobilisations : il n'y a à priori aucune raison qu'un ouvrage remis gratuitement par un concédant génère moins de risques opérationnels qu'un ouvrage réalisé par le concessionnaire lui-même. Pourtant, depuis cette époque, la CRE accorde à Enedis une marge sur actifs 2,4 à 2,5 fois supérieure.

Il se trouve que calibrer toutes choses égales par ailleurs la marge sur actifs autour du 1% calculé par Enedis rétablirait une rentabilité « normale ». Comme le montre le tableau ci-dessous, Enedis perdrait 0,8 Md € de résultat avant impôt, soit 0,5 Md € de résultat net dans les conditions d'imposition de ces dernières années. Au cours de la période récente, un tel retraitement aurait ramené sa rentabilité sur capitaux propres autour de 8% après impôts, taux beaucoup plus proportionné aux risques pris (cette baisse n'aurait nullement affecté le financement des investissements dès lors que la quasi-totalité des bénéfices, pour rappel, finit en dividendes).

Marge sur actifs : proposition du SIPPEREC

	Vision CRE (moyenne)	Vision SIPPEREC (source Enedis)	Ecart
Taux de marge sur actif	2,45%	1,00%	-1,45%
BAR moyenne hors Linky 2021-2024	55 899 M€		
Marge sur actif	1 370 M€	559 M€	-811 M€

Sur la trajectoire de baisse du taux d'imposition :

Le SIPPEREC rappelle que le TURPE couvre la charge d'impôt sur les bénéfices payée par Enedis. Le taux français, historiquement de 34,43% (contribution sociale comprise) est en train de tendre vers 25,83%, niveau qu'il atteindra en 2022 (en vertu de la dernière trajectoire votée en loi de finances pour 2020).

La CRE indique tenir compte de « la baisse anticipée du taux d'imposition sur les sociétés ». Le SIPPEREC comprend qu'elle intègre la trajectoire de la LFI 2020, laquelle détermine un taux moyen de 26,47% sur la période 2021-2024. S'il en va bien ainsi, il souscrit à la vision de la CRE : il convient de raisonner au regard du droit existant ou en germe (or le Gouvernement s'est engagé à mener cette baisse à son terme).

Dès lors que la CRE adopte la trajectoire de taux d'imposition de la LFI 2020, force est d'observer que la stabilité faciale de la marge sur actifs masque en réalité une augmentation de près de 10% sous TURPE 6 :

Calcul du taux de marge sur actifs après impôt sur les bénéfices

	TURPE 4	TURPE 5 bis	TURPE 6
Période	2014-2017	2018-2020	2021-2024
Taux de marge sur actifs	2,50%	2,50%	2,45%
Taux moyen d'IS sur la période*	34,43%	33,63%	26,47%
Taux de marge sur actifs net d'IS	1,64%	1,66%	1,80%

* Selon dernier barème en vigueur (LFI 2020) / Y compris contribution sociale

La CRE, certes rejette la déroutante demande d'Enedis d'une marge sur actifs de 2,9% avant impôt (intrigante est au passage la différence d'approche économique du cabinet Frontier Economics selon qu'il travaille pour Enedis, comme aujourd'hui ou pour la CRE, comme ce fut le cas en amont du TURPE 5, ...). Mais elle n'explique pas ce qui justifie sa réévaluation du profil de risque de l'entreprise.

Synthèse sur la couverture du coût de ressource et la rémunération d'Enedis :

Globalement, sur les deux postes de rémunération d'Enedis, et sans revenir sur la question de la rémunération de Linky à 10,25%, qui ne relève pas de la présente consultation, le SIPPEREC estime à près de 950 M€ le biais de surestimation par la CRE :

Valorisation de la surestimation de la rémunération d'Enedis selon le SIPPEREC

	Assiette de calcul moyenne 2021- 2024 en M€	Taux selon CRE (milieu de fourchette)	Taux selon SIPPEREC	Ecart en M€
Marge sur actifs	BAR = 55 899 M€	2,45%	1,00%	811 M€/ an
Rémunération des capitaux propres régulés	CPR = 9 000 M€*	2,30%	0,80%	135 M€/ an
Total				946 M€/ an

* Estimation SIPPEREC en l'absence de toute communication de la CRE sur le sujet

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

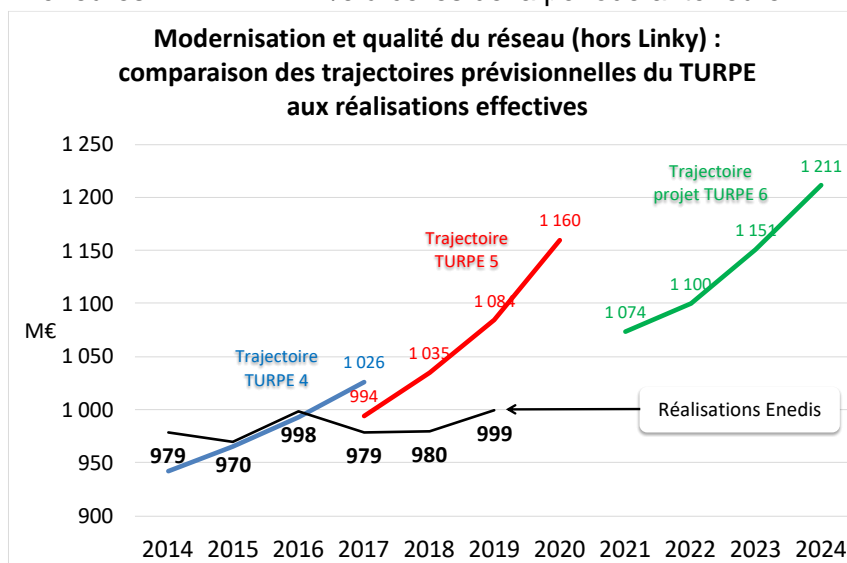
En préambule, le SIPPEREC déplore que la trajectoire soit décomposée en seulement 5 lignes génériques. La consultation publique sur le TURPE 5 offrait un niveau de détail bien supérieur (cf. page 52/74 de la consultation du 27/7/2016), plus propice à l'analyse.

Le TURPE est établi à partir d'une trajectoire prévisionnelle d'investissement. Hors Linky, celle-ci est évaluée à 3,725 Mds €/an moyens en hausse de +12,1% (à diviser par 2 hors inflation) sur les 3 322 M€ moyens de la trajectoire associée au TURPE 5. Ex post, le tarif sera ajusté au vu de la réalité des investissements effectués.

La hausse globale de 400 M€/an de la trajectoire indicative entre les deux périodes tarifaires ne repose que marginalement sur la rubrique « renouvellement, qualité, modernisation », précisément : +51 M€/an, soit pas même l'inflation cumulée sur 4 ans.

Autrement dit, cette ligne, qui se trouve recouper les investissements donnant lieu à planification dans le cadre des contrats de concession et de laquelle dépendent les performances du réseau, n'est l'objet d'aucun effort particulier.

Pis, comme à chaque TURPE, elle est programmée en plein essor. Mais jusqu'à présent, Enedis ne l'a pas entendu ainsi, qui a stabilisé à moins d' 1 Md € ses réalisations, en faisant scrupuleusement fi de la trajectoire TURPE, pourtant établie conjointement avec la CRE. L'expérience des autorités organisatrices de la distribution d'électricité qui ont récemment renégocié leur contrat ne laisse pas place à de grands espoirs sur ce point : les programmes pluriannuels d'investissement sur 4/5 ans, désormais concertés entre concédants et Enedis (qui a le dernier mot), malgré les besoins identifiés, se négocient le plus souvent sur la base de dépenses inférieures de l'ordre d' 1/3 à celles de la période antérieure.



Le SIPPAREC garde en mémoire la diffusion courant 2018 par un syndicat de salariés du groupe EDF d'analyses des plans à moyen terme (PMT) d'Enedis. Celles-ci révélaient que, sitôt le TURPE 5 établi, l'entreprise programma une compression de sa trajectoire d'investissement bien en deçà de celle définie dans la délibération tarifaire du 17 novembre 2016. Elle décida souverainement de ralentir les programmes de résilience en zone urbaine (crues, remplacement des anciennes générations de câble souterrains), l'enfouissement des lignes HTA en zone boisée, ...

En résumé, à l'occasion de chaque TURPE, la CRE programme une trajectoire ascendante des investissements de renouvellement, qualité, modernisation. La période suivante, constatant que les ambitions sont restées lettre morte, elle recale la ligne à la baisse, actant de fait l'insuffisance d'investissement de la période antérieure, et ainsi de suite.

Pour véritablement inciter Enedis à orienter des moyens financiers vers le réseau, le SIPPAREC plaide en faveur d'une réévaluation significative des sanctions de régulation incitative (en particulier en matière de qualité d'alimentation).

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

Enedis prévoit un accroissement important des investissements SI & Telecom notamment. Si l'audit mené par Schwartz & Co conduit à limiter la hausse de ces investissements retenus dans le TURPE, la croissance reste notable avec une croissance de la moyenne annuelle par rapport à la période tarifaire TURPE 5 de 10%.

Si les projets envisagés par Enedis semblent tous intéressants, l'analyse des charges présentée en annexe à la consultation, bien que de larges pans soient gardés confidentiels, ouvre des questions :

- La hausse envisagée est-elle réaliste ? L'ensemble de ces projet pourra-t-il être mené sur la prochaine période tarifaire ?
- Schwartz & Co montre le benchmark des coûts complets SI & Telecom d'Enedis avec un panel de GRD européens : Enedis apparaît en situation inefficace.

La CRE retient cependant ces trajectoires de coûts et d'investissements. Un audit plus approfondi des coûts SI & Telecom aurait cependant été utile.

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

Le SIPPEREC est particulièrement concerné par la question des colonnes montantes. Son territoire en recense plus de 100 000, soit 7% des 1 520 000 recensées nationalement par Enedis. Avant même la démarche de localisation menée par Enedis, le Syndicat s'était attaché à exploiter l'inventaire remis par le concessionnaire et, en particulier, avait tenté d'établir une corrélation entre les masses comptables millésimées par année de mise en service et l'activité de construction sur son périmètre.

Les analyses avaient fait ressortir deux constats :

- premièrement : les valeurs brutes comptables de colonnes montantes, dûment corrigées de l'inflation, ne montraient aucune rupture de tendance entre l'avant et l'après 1995 (au SIPPEREC, le contrat de concession établi selon le modèle national 1992 pris effet au 1/1/1995) ; cette continuité ne manqua pas de surprendre étant entendu que les colonnes antérieures à 1995 n'intégraient pas par défaut le patrimoine concédé ;
- deuxièmement : il fut mis en évidence une corrélation étroite sur le territoire de la concession entre la chronique annuelle des flux de nouveaux logements collectifs et celle des valeurs brutes comptables de colonnes.

Le débouché logique de ces observations était de considérer que le patrimoine concédé recensé dans l'inventaire incluait déjà une large part des colonnes montantes réputées hors concession. Les audits menés sur le sujet, par suite notamment de la pauvreté de la documentation comptable excipée par Enedis sur l'avant-1995, n'ont pas permis de se forger une idée plus précise. Le SIPPEREC n'en reste pas moins dubitatif sur l'étendue du stock de colonnes montantes présentes dans l'actif concédé et donc dans la base d'actifs régulés avant 1995.

Aussi le Syndicat a-t-il lu avec attention le (remarquable) rapport d'audit annexé à la consultation. Les interrogations du consultant sur le traitement des renouvellements rejoignent les siennes, de même que celles sur la déconnexion entre les valeurs unitaires respectives des colonnes en et hors concession.

La CRE, après avoir rappelé que les 768 000 colonnes montantes susceptibles de rejoindre le patrimoine concédé au plus tard en novembre 2020 par suite de la Loi ELAN étaient valorisées par Enedis à 497 M€ nets, propose d'appliquer à la base d'actifs régulés deux retraitements :

- -121 M€ pour tenir compte de ce que 159 000 colonnes sur les 768 000 étaient déjà en concession ;
- -73 M€ pour aligner les valeurs comptables respectives des colonnes montantes en et hors concession (ces dernières étant survalorisées par Enedis).

Par voie de conséquence, la valeur nette comptable des colonnes intégrées reviendrait de 497 à 303 M€, avec les conséquences tarifaires suivantes (estimations SIPPEREC) :

- La marge sur actifs, calculée au taux de 2,5% représenterait 8 M€ ($2,5\% \times 303$) soit 4 M€ de moins que les 12 M€ ($2,5\% \times 497$) résultant de la valorisation Enedis.
- Les dotations aux amortissements (de financements des concédants en l'occurrence) s'élèveraient à 12 M€ au lieu de 20 M€ selon Enedis.

S'il salue cette acceptation d'une déconnexion entre la BAR et l'actif d'Enedis, le SIPPEREC ne souscrit pas à l'approche de la CRE.

Premièrement, au sujet de la marge sur actifs : Le SIPPEREC considère comme infondé tout surplus au titre des colonnes montantes hors concession au sens où Enedis ne courra pas davantage de risques financiers après qu'avant intégration des colonnes loi ELAN. En effet :

- Même si ces colonnes ne faisaient pas formellement partie du patrimoine concédé, elles étaient déjà exploitées par Enedis. Les charges correspondantes et le risque afférent étaient donc de facto déjà couverts par le TURPE. Rehausser la marge sur actifs engendrera inévitablement une double-rémunération.
- Quant à la rénovation de ces colonnes désormais sous responsabilité d'Enedis, elle ne génère aucun risque financier dès lors que les investissements sont éligibles au CRCP.

Deuxièmement, au sujet de dotations aux amortissements : Pour le SIPPEREC, la CRE accorde à Enedis le bénéfice du doute en maintenant dans la BAR plus de 60% de la valeur des colonnes exposées par l'entreprise (303 / 497) alors que rien ne démontre, et le rapport du consultant l'exprime bien, que ce pourcentage n'est pas surestimé.

En l'absence d'éléments probants apportés par le concessionnaire, le SIPPEREC considère donc que la CRE devrait prendre le parti des consommateurs et neutraliser l'intégralité des 497 M€, avec pour conséquence une diminution des charges à couvrir d'une vingtaine de M€.

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 projection du nombre d'utilisateurs et de la consommation proposée par Enedis montre une forte continuité entre les 2 périodes tarifaires. 2020 apparaît comme un accident, sans conséquence, puisque dès 2021, les trajectoires se recalent sur celles d'avant 2020.

Cette projection est d'évidence naïve : la crise sanitaire et la crise économique aura un impact en 2021 et selon toute vraisemblance en 2022. L'activité économique, le développement de « nouveaux usages » en seront affectés.

Il est fort peu probable que la consommation se recale en 2021 sur la trajectoire avant 2020.

Le SIPPEREC est favorable à la proposition de la CRE de reconsidérer ces projections au moment de la décision tarifaire pour tenir compte des conséquences identifiables de la crise économique.

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

La CRE propose une évolution du TURPE lissée, comprise entre 1,5% et 2,5%/an, quand Enedis a demandé + 6,4% en 2021, puis +1,6%/an moyens (inflation comprise dans les deux cas).

Le SIPPEREC, comme la CRE, émet une préférence pour une évolution lissée.

Néanmoins, comme il l'a démontré plus haut, certaines couvertures de charges ainsi que la rémunération allouée à Enedis s'avèrent excessives. Ont ainsi été relevés :

- un taux de marge sur actifs disproportionné et qui conduit à s'interroger sur le respect de la « rémunération normale » prévue à l'article L.341-1 du Code de l'Energie : -811 M€,
- un taux (sans risque) de rémunération des capitaux propres régulés sans lien avec l'état des marchés financiers : -135 M€,
- une couverture qu'il est permis de juger indue de la marge sur actifs et des amortissements des colonnes montantes loi ELAN : -20 M€,
- l'oubli de la réforme, déjà votée par l'Assemblée nationale, d'allègement des impôts de production : -114 M€ moyens,
- la surestimation de l'hypothèse d'inflation, établie dans un contexte d'avant-crise périmé : -123 M€ à l'horizon 2024.

Soit une possibilité totale de modération du TURPE d' 1,2 Md €/an qui, au demeurant, n'inclut pas des surcoûts incalculables faute d'informations suffisantes dispensées par la présente consultation : une rémunération du coût de portage des immobilisations en cours dénuée de sens à l'échelle de la globalité du bilan d'Enedis, une surestimation du taux de la dette, voire de la dette elle-même.

Par référence à un scénario intermédiaire entre les bornes basse et haute de la CRE, le TURPE pourrait donc être stabilisé pendant 4 ans, inflation comprise.

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

Le SIPPEREC est favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant le montant moyen de contreparties financières versées par Enedis aux fournisseurs pour la gestion de la clientèle, ces évolutions restant cohérentes avec les délibérations d'octobre 2017 et de janvier 2018.

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

Le SIPPEREC est favorable au maintien de la forme des grilles tarifaires.

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

La baisse des composantes comptage est la conséquence logique du déploiement des compteurs communicants, le SIPPEREC y est favorable.

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

Les évolutions envisagées par la CRE suscitent de la part du SIPPEREC de multiples remarques.

Les principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6

L'article L121-1 du Code de l'Energie impose au service public de l'électricité de concourir notamment aux principes suivants : la cohésion sociale, la lutte contre les exclusions, le développement équilibré du territoire².

La CRE traduit ces dispositions en retenant, pour établir les tarifs, les principes fondamentaux suivants : timbre-poste, péréquation tarifaire, non-discrimination, horosaisonnalité. Elle y adjoint les critères d'efficacité, de lisibilité, de faisabilité et d'acceptabilité.

Si ces principes ne font généralement pas débat, leur compréhension et leur traduction dans le tarif nécessitent d'être précisées.

En effet, la mise en œuvre de principe tel que « chacun paye pour ce qu'il coûte », au nom de la non-discrimination et de la recherche de signal-prix horosaisonnalisé, pourrait conduire à contrevenir aux objectifs de cohésion sociale et de lutte contre l'exclusion assignés par le Code de l'Energie au service public de distribution d'électricité.

Il convient notamment d'être particulièrement attentif à la situation des usagers disposant d'un chauffage électrique, dont la contribution à la pointe hiver est avérée.

² Le 3° alinéa de l'article L121-1 du Code de l'Energie précise : « Il [le service public de l'électricité] concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique »

Rappelons que la forte présence du chauffage électrique en France, conséquence d'un développement commercial mené par EDF jusqu'au milieu des années 2000, entraîne la forte thermo sensibilité de la France et induit des contraintes sur le réseau et les outils de production.

A ce jour, et malgré les efforts de gouvernements successifs, la précarité énergétique reste fortement présente et affiche une nouvelle hausse en 2019 après celle de 2018³. Limitée en 2019 par l'effet d'un hiver doux, cette hausse est liée à la hausse du coût de l'énergie. En 2018, environ 12% des ménages, soit 3,4 millions de ménages, dépensent plus de 8% de leur revenu pour régler leur facture d'énergie pour le logement.

Il est clair que la résolution de la forte thermo-sensibilité française ne viendra pas en alourdissant encore davantage la facture des usagers, disposant d'un chauffage électrique dans des logements mal isolés.

La CRE postule cependant qu'en réaction à un signal prix, les usagers modifieront leurs sollicitations du réseau. La CRE ne semble pas faire la distinction entre usagers : autant un industriel peut adapter sa production pour tenir compte du coût des matières premières, autant il sera difficile de différer l'allumage de l'éclairage public compte tenu des heures de pointe sur le réseau. Il en va de même pour les usages résidentiels dits spécifiques ou captifs : l'éclairage et l'électroménager notamment pour lesquels la pointe naturelle se situe à 19h en hiver.

Pour améliorer ces appels de puissance des usagers <36kVA, les usagers sont tributaires des évolutions technologiques et de leur accessibilité financière. Si l'offre d'équipements performants ne s'étoffe pas ou reste bien plus onéreuse que les équipements moins performants, les usagers deviennent otages de la politique de hausse du tarif, et ce même si la CRE précise rechercher « des évolutions de facture maîtrisées ».

A cet égard, la forte baisse de la consommation pour l'éclairage résulte de la rupture technologique apportée par les LED (et surtout à la réglementation les rendant obligatoires) et non pas à l'impact d'un signal prix. Il en va de même, pour les progrès de l'électroménager avec les classes de consommation.

Ainsi, les principes posés par la CRE sont insuffisants. Il convient de prendre en compte les points suivants dans la construction tarifaire :

- Alourdir la facture énergétique des usagers résidentiels disposant d'un chauffage électrique dans un logement mal isolé n'est pas une solution efficace pour traiter la thermo-sensibilité de la France ;
- La majorité des usagers (tout particulièrement les résidentiels et les professionnels) ne se montre nullement « proactive » s'agissant de sa consommation d'énergie et n'a pas développé de « sensibilité au signal-prix » (pour preuve la part infime de ces usagers ayant ouvert un compte « LINKY »)

³ Cf. le tableau de bord de l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (https://onpe.org/sites/default/files/onpe_tableau_de_bord_v10.pdf) et la publication « THEMA » du Commissariat général au développement durable (<https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/Théma%20-%20La%20précarité%20énergétique.pdf>)

- A la différence d'un industriel ou d'un grand consommateur tertiaire, la majorité des usagers BT <36kVA ne fera que subir les augmentations tarifaires, ne disposant que de très faibles moyens pour différer ses besoins.

La complexité de la construction tarifaire

Dans la présente consultation, la CRE reprend partiellement des développements de sa consultation du 19 mars 2020.

Le contenu de cette consultation proposée en mars dernier s'est avéré extrêmement complexe et la concision des données fournies n'en facilitait pas la compréhension. Sur le volet de la construction de la grille tarifaire, la présente consultation n'aide pas plus. Deux illustrations sont fournies ci-après :

- Il est impossible d'interpréter correctement les tableaux des pages 94 et 96 de la présente consultation sur l'évolution des factures des clients en BT \leq 36 kVA en l'absence de communication de l'hypothèse des profils de consommation par plage horaire. Le montant total de la facture n'est pas même indiqué. Seul le chiffre de l'évolution annuelle de celle-ci est présenté : pour le considérer comme dérisoire, encore faudrait-il à minima pouvoir le comparer à une facture annuelle...
- Les développements inclus dans la consultation de mars 2020 relatifs à la méthode du coût marginal et sur la différence avec la méthode jusqu'alors employée du coût incrémental s'avèrent extrêmement abstraits, succincts et parcellaires. Combien de lecteurs auront saisi la différence profonde entre les deux méthodes ?

Les consultations publiques ne sont plus accessibles qu'à des experts de surcroît initiés. Il devient quasi-impossible aux consommateurs et à leurs représentants de prendre position.

Sur des sujets comme celui-ci au cœur de l'actualité et qui vont le rester, il est impératif d'organiser une plus grande transparence et faciliter la lisibilité des évolutions tarifaires proposées.

Les conséquences pour les usagers

La consultation de mars 2020 détaillait quelques-unes des augmentations de facture que les propositions envisagées par la CRE allaient induire :

- Augmentation de la facture de 4,5 à 5% pour le secteur de la chimie, du papier et carton, du transport ferroviaire ou du grand tertiaire
- Augmentation de 20% pour 20% des usagers en HTA : essentiellement les activités tertiaires.
- Augmentation de 6% pour 35% des usagers BT >36kVA

Pour les usagers résidentiels les plus précaires, occupant de petit logement mal isolé, avec un chauffage électrique l'alourdissement de la facture est incontournable compte tenu des évolutions envisagées par la CRE :

- L'accroissement de la part puissance sanctionne ces petits consommateurs contraints cependant de souscrire une puissance bien importante au regard de la surface de leur logement pour répondre de temps en temps au besoin de chauffage
- La différence entre heures et heures creuses est réduite : là réside la plupart du temps l'unique voie pour tenter de réduire la facture d'électricité, lorsqu'on n'a pas les moyens de disposer d'un logement bien isolé et d'équipements de qualité
- L'électricité devient bien plus chère en hiver, la saison de chauffage.

Les éléments présentés en mars permettaient d'estimer un impact jusqu'à 7% de la facture pour ces usagers d'ici 2024. Les éléments communiqués dans la présente consultation ne permettent de se projeter qu'en 2021 : l'impact apparaît plus réduit (de 1 à 2% en 2021) sans rassurer quant aux conséquences pour 2024.

Enfin, les éléments communiqués dans cette consultation comme dans celle de mars 2020 montrent que les évolutions envisagées par la CRE accentuent le caractère dégressif du TURPE : plus on consomme, moins le kWh est cher. Cette approche n'est pas adaptée à un produit de 1^{ère} nécessité et va à l'encontre de la sobriété énergétique.

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 ?

Le SIPPEREC n'a pas d'observation sur ce point.

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 ?

Le SIPPEREC évalue mal l'impact de cette disposition qui apparaît davantage comme un nouveau frein au développement de l'autoconsommation et de la production décentralisée. Sans élément factuel et chiffré, le SIPPEREC s'interroge sur les motivations sous-jacentes à cette décision.

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 ?

Le SIPPEREC partage l'avis de la CRE selon lequel l'autoconsommation est encore de faible ampleur sur le territoire national, même si elle connaît une relative croissance ces dernières années.

En conséquence, le maintien des dispositions tarifaires offre une stabilité propice au développement de l'autoconsommation.

Le SIPPEREC est favorable au maintien des composantes actuelles dans leur forme et leur niveau.

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 ?

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 ?

Dans la mesure où selon l'exposé de la CRE et à la lumière des éléments chiffrés remis, les différentes dispositions, visées aux questions 39 à 41, permettent et incitent le développement de l'autoconsommation, le SIPPEREC y est favorable.

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 ?

Le SIPPEREC est favorable au maintien des règles actuelles concernant la composante de soutirage optionnelle. En effet, outre la démonstration convaincante de la CRE détaillée dans le texte soumis à la consultation, le SIPPEREC considère, comme indiqué plus haut, que la stabilité des dispositions tarifaires notamment est propice au développement de l'autoconsommation.