

Dans le cadre de l'élaboration du TURPE 6, il apparaît plus que jamais nécessaire de rappeler que la distribution d'électricité s'inscrit dans un environnement en évolution rapide. Enedis est ainsi au croisement d'enjeux essentiels pour la collectivité nationale du fait de son rôle central dans la mise en œuvre de la transition énergétique, à la fois en tant qu'opérateur industriel, mais aussi au travers du développement de services attendus par ses parties prenantes (clients, collectivités, fournisseurs, acteurs de marché...). Dans le cadre de ses missions, Enedis participera également à la relance économique dans un contexte de forte sensibilité au coût de l'énergie.

La loi Energie-Climat et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) ont fixé des jalons ambitieux : doublement du rythme annuel de déploiement des énergies renouvelables (jusqu'à 5 GW/an), 1,2 millions de véhicules particuliers électriques en circulation et 100 000 points de recharge publique installés en 2023, réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% en 2030 par rapport à 1990 et réduction de la consommation d'énergie de 50% en 2050.

Enedis, concessionnaire de 95% du réseau de distribution, sera en « première ligne » pour permettre l'atteinte de ces objectifs et s'engage à répondre dans des délais de plus en plus brefs à l'accélération des demandes de raccordements.

Dans le même temps, la numérisation de la société suscite des attentes croissantes de l'ensemble des parties prenantes du système électrique, en matière de délais, de qualité, ou encore de services rendus. A ce titre, la fin du déploiement de Linky et de façon plus générale la numérisation du réseau permettront de maximiser les services aux clients, aux collectivités territoriales et aux acteurs de marché, tout en améliorant le pilotage du réseau de distribution. Cette numérisation ira de pair avec un niveau soutenu des dépenses informatiques, une exigence forte de protection des données à caractère personnel et plus généralement d'un renforcement de la cyber-sécurité des systèmes d'information d'Enedis. Ces attentes s'inscrivent dans un contexte social et sociétal particulier, marqué par une attention constante au prix de l'énergie, accentuée par les conséquences économiques de la crise sanitaire actuelle qui se doublera sur la période d'un enjeu de dynamisation de l'activité économique.

Dans ce contexte, Enedis a proposé à la CRE une trajectoire de charges à couvrir qui intègre une forte productivité tout en restant compatible avec le développement de ses activités et un accroissement des investissements.

Les investissements sous-jacents à cette proposition sont principalement réalisés par le tissu économique français et participeront donc à son soutien, notamment en matière d'emploi. Ils porteront sur les réseaux et les systèmes d'information pour accompagner la transition énergétique mais contribueront également à l'amélioration de la qualité du service rendu et à la résilience du réseau face à l'augmentation des événements climatiques extrêmes et des menaces croissantes concernant la cybersécurité.

L'investissement dans les réseaux électriques s'avère ainsi créateur de valeur pour la collectivité nationale. Les évolutions tarifaires doivent donc s'apprécier à l'aune de ces enjeux et donc au-delà du

seul périmètre du distributeur. Le TURPE HTA-BT apparaît dès lors comme un levier clef de la transition énergétique et de la conduite des transformations de l'entreprise.

Après recalage de certains paramètres détaillés dans notre réponse et application de la méthode Turpe 4, cette proposition conduirait à une augmentation annuelle du tarif d'acheminement raisonnable de 2,9% par an (dont 2,1% aux bornes de la distribution) sur la base d'une hypothèse médiane d'indexation du tarif HTB, comme retenu par la CRE à titre illustratif dans sa consultation publique.

Enedis est globalement favorable au cadre de régulation proposé par la CRE et note des avancées positives dans le développement de certains travaux qui sont en adéquation avec les enjeux de l'entreprise pour la période à venir, également identifiés dans son nouveau projet industriel et humain. Enedis accueille également avec satisfaction la non remise en question par la CRE de la trajectoire de dépenses d'investissements prévus dans les réseaux.

Enedis s'inquiète cependant du durcissement qu'elle juge infondé de certaines règles (la sortie ou l'exclusion du périmètre du CRCP de postes qui pourtant ne sont pas maîtrisables par le distributeur, la limitation de la couverture tarifaire de développements informatiques pourtant essentiels au succès de ses projets,) et de l'introduction de nouveaux mécanismes de régulation incitative asymétriques voire même uniquement punitifs (données et innovation externe). Ces dispositions alourdissent les risques financiers portés par le distributeur.

Les transformations de l'écosystème et le durcissement du cadre de régulation (périmètre du CRCP et régulation incitative) qui s'appliquent au distributeur devraient amener la CRE à augmenter le niveau de risque (Bêta) sous-jacent au taux de rémunération d'Enedis de manière cohérente avec ce qui est constaté pour les autres gestionnaires européens de réseau électrique. Le fait que les orientations de la CRE exposées dans cette consultation publique n'envisagent pas cette hausse de la rémunération du risque du distributeur revient à nier l'ampleur des transformations à poursuivre et n'est pas favorable à l'investissement.

Par ailleurs, la CRE propose le maintien du modèle de rémunération du capital introduit en Turpe 4. Enedis est attachée à l'évolution de ce modèle qu'elle considère peu lisible et non incitatif à l'investissement et propose à la CRE de poursuivre les travaux communs dans l'objectif de le faire évoluer au plus tard en TURPE 7.

Enfin, la trajectoire financière présentée par Enedis dans sa demande tarifaire intègre déjà une dynamique de productivité forte qui restitue les gains Linky aux clients et va même au-delà, tout en étant à la fois acceptable au plan social et compatible avec le projet industriel d'Enedis. Le fait que la CRE envisage de restreindre encore davantage les ressources d'Enedis apparaît inapproprié et susceptible de provoquer des effets négatifs à moyen terme sur la qualité de service de l'entreprise et sur la conduite de ses chantiers de modernisation.

Concernant la structure, le projet de grilles tarifaires va dans le sens d'une incitation renforcée à bien choisir sa puissance souscrite et à consommer pendant les périodes les moins chères de l'année. Cette grille conduira à des factures globalement plus équitables et donc plus acceptables. Enedis est néanmoins réservée sur une évolution telle que l'amoindrissement du signal de report en heures creuses, qui diminue l'incitation pour les ménages à s'équiper de ballon d'eau chaude à accumulation ou, pour les propriétaires de véhicule électrique, de gérer le pilotage de sa recharge.

Q1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par Enedis et la CRE pour la période du TURPE 6 distribution?

Les différents enjeux identifiés pour la période tarifaire à venir illustrent à quel point cette période est importante. Au-delà de maintenir des performances de très haut niveau sur ses fondamentaux, l'entreprise innove et se réinvente pour répondre aux nouvelles attentes de ses clients et parties prenantes.

Le TURPE 6 doit permettre d'accompagner efficacement l'entreprise avec un revenu tarifaire à la hauteur de ses ambitions ce qui signifie : une rémunération des investissements à son juste niveau ; une trajectoire de charges nettes d'exploitation proche de celle déjà très exigeante de sa demande tarifaire ; un cadre de régulation équitable et permettant le développement de nouvelles solutions informatiques.

Q2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 distribution?

Enedis est globalement favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période TURPE 6.

Pour des raisons opérationnelles déjà exposées, Enedis souhaite que l'indexation intervienne au 1^{er} juillet de chaque année plutôt qu'au 1^{er} août.

Enedis prend acte de la décision de la CRE de conserver la méthode de calcul des charges de capital introduite en TURPE 4 et de ne pas la faire évoluer vers le modèle majoritaire en Europe qui consiste à rémunérer les opérateurs sur une Base d'Actifs Régulée (BAR) à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de marché.

Pour autant, Enedis souhaite poursuivre pendant la période TURPE 6 les travaux techniques avec la CRE afin d'envisager la mise en œuvre d'un modèle de cette nature au plus tard à l'entrée en vigueur du TURPE 7.

Par ailleurs, Enedis considère que dans le cadre du modèle de charges de capital actuel, la BAR et les CPR devraient être déterminés au 1^{er} juillet et non au 1^{er} janvier.

Q3 : 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?

Enedis est favorable à l'introduction d'une rémunération des immobilisations en cours (IEC). Comme Enedis a déjà eu l'occasion d'en faire la remarque, cette rémunération doit théoriquement se faire au taux du CMPC, ou, dans le cadre du modèle de charges de capital actuel, au taux des capitaux propres régulés (CPR) augmenté de la marge sur actif.

Il serait par contre incompréhensible de limiter cette rémunération aux seuls investissements à cycle long. Il est en effet incontestable que même le plus efficace des gestionnaires de réseau ne peut construire de manière instantanée un ouvrage et ce indépendamment du type d'investissement considéré (cycle long ou non). Enedis est donc obligée de mobiliser à tout instant des capitaux dans l'unique but d'assurer le financement des actifs en construction, quelle que soit la durée de cette construction, alors même que les coûts liés à cette immobilisation de capital ne sont à ce jour pas couverts par le tarif malgré les dispositions du 1^{er} alinéa de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Enedis demande donc que l'intégralité des IEC soit rémunérée au taux des CPR augmenté de la marge sur actif ou, à défaut, à minima au taux des CPR, et non au coût de la dette, du fait du modèle de charges de capital actuel.

Si la CRE persistait dans son souhait de rémunérer les seules immobilisations en cours à cycle long, Enedis a identifié trois grandes catégories de travaux « à cycle long » : les travaux sur les postes sources et les

chantiers HTA (raccordements producteurs, travaux de renouvellement et de structure) ainsi que les grands projets immobiliers. La part des IEC relatives à ces travaux représentent environ 50% du total.

Q4 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?

Enedis estime que les coûts échoués résultant de la modification d'ouvrages à la demande de tiers ou de la destruction d'ouvrages à la suite d'aléas climatiques ne sont des événements par nature ni maîtrisables, ni prévisibles qui doivent être inclus au périmètre du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), d'autant plus que l'on constate une intensification à la fois en fréquence et en intensité des événements climatiques qui est de nature à augmenter la volatilité de ce poste.

Q5 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés

Enedis rappelle que les plus-values retirées des cessions d'actifs sont déjà partagées avec les consommateurs. En effet, en TURPE 5, des produits de cession ont été inclus dans les trajectoires de charges nettes d'exploitation prévisionnelles d'Enedis.

Enedis est favorable à cette évolution du mécanisme dès lors qu'elle porte uniquement sur les actifs immobiliers et fonciers comme la CRE l'envisage. Toutefois, Enedis considère que le traitement des plus-values et des moins-values doit être symétrique.

Q6 : Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution (maintien du fonctionnement actuel) ?

Enedis est favorable au maintien de la durée de la période tarifaire à environ 4 ans ainsi qu'à la proposition formulée par la CRE consistant à étendre la clause de rendez-vous aux modalités de rémunération d'Enedis, sous réserve que seule la méthode de charges de capital soit concernée.

Par ailleurs Enedis est favorable au maintien du fonctionnement du CRCP.

Concernant les règles d'indexation, Enedis ne voit pas d'objection aux propositions d'évolutions envisagées par la CRE (indexation sur la base d'une inflation prévisionnelle et lissage de l'indexation sur la période).

Enfin, Enedis rappelle qu'elle est favorable pendant la période tarifaire à la prise en compte anticipée lors des indexations annuelles du tarif de l'indexation effective du TURPE HTB, ce qui devrait permettre de limiter l'alimentation du CRCP d'Enedis.

Q7 : 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 ?

Enedis considère que les postes de charges suivants dont la trajectoire est difficilement prévisible ou sur lesquels Enedis n'a pas ou peu de prises devraient être retenus au CRCP au-delà de la liste proposée par la CRE :

- **Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) :** on ne peut que constater la forte volatilité historique des dotations fixées par la CRE. Or celles-ci sont par essence complètement non maîtrisables par Enedis. Notamment, la couverture du FPE versé à SEI qui ne sera déterminé qu'en 2021 par le régulateur lui-même, devrait être intégralement assurée par le mécanisme du CRCP.

L'incertitude est d'autant plus forte que la limite entre péréquation forfaitaire et non forfaitaire pourrait substantiellement évoluer (cf. extrait ci-dessous du compte-rendu du Conseil du Fonds de péréquation de l'électricité du 21 septembre 2020 : « La FNCCR rappelle la nécessité d'une évolution législative du dispositif du FPE ; la DGEC indique toujours souhaiter une telle évolution, sur la base des discussions ayant eu lieu début 2019 entre l'administration et les représentants des GRD ; elle informera les membres du conseil si un vecteur législatif est identifié. »).

La prise en compte de ce poste au CRCP permettrait par ailleurs de garantir le respect de l'article L. 121-29 du code de l'énergie qui dispose explicitement que : « Les coûts résultant des mécanismes de péréquation sont couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. »

- **Valeur nette comptable (VNC) démolie** : ce poste est largement tributaire de l'évolution des demandes de modification des ouvrages et demeure largement imprévisible. Par ailleurs, en cas de fortes intempéries, ce poste est susceptible de subir une variation importante du fait de l'exposition des réseaux en grande partie aérien (cf. Q4).
- **Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE)** : ce poste reste largement incertain en raison d'une part de l'élargissement de ses objectifs au financement de la transition énergétique et d'autre part de l'actualisation de la liste des communes bénéficiaires à l'issue des municipales de 2020. Par ailleurs, nous sommes dans un contexte où les textes réglementaires et législatifs régissant le périmètre de la ruralité ne sont pas encore parus.
- **Impayés fournisseurs** : à défaut d'une prise en charge par le CRCP des impayés résultant des difficultés financières de certains fournisseurs, il conviendrait de supprimer les dispositions permettant aux fournisseurs de s'affranchir de l'obligation de souscrire une garantie bancaire (cf. délibération de la CRE du 24 octobre 2019 portant orientations sur le modèle de contrat GRD-F).
- **Charges de capital des projets informatiques essentiels** dont la volumétrie reste incertaine sur la période TURPE 6 (cf Q.10).
- **Rémunération fournisseur** : Enedis demande la prise en compte de la totalité des charges, y compris celles relatives aux périodes passées.
- **Taxes** : compte tenu des plans de relance en discussion, et de l'incertitude pesant sur les mesures fiscales à venir, Enedis considère nécessaire de porter l'ensemble du poste des taxes au CRCP, sachant que des écarts futurs aux prévisions seront totalement indépendants de la performance de l'opérateur.

Enfin, dans le fonctionnement du CRCP, la CRE indique que les charges de capital hors réseaux seraient corrigées des écarts d'inflation. Il apparaît que ce n'était pas le cas en TURPE 5. Dès lors que ces charges de capital correspondent pour l'essentiel à des mises en service antérieures à la date d'application du tarif, l'application d'un écart d'inflation n'est absolument pas justifiée. Enedis demande donc à la CRE de corriger ce point.

Q8 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des pertes ?

Pour la compensation des pertes, Enedis est exposée à des risques exogènes qui peuvent générer d'une année sur l'autre des variations imprévisibles et significatives de coûts.

Enedis considère qu'il n'est pas prouvé qu'une régulation incitative basée sur une comparaison entre le coût d'achat des pertes et un coût de référence constitue une régulation efficace : Enedis se voit en effet pénalisée sur la période TURPE 5 du fait principalement d'une sous-estimation par la CRE du polynôme des pertes de référence lors du calage du TURPE 5. Or, comme précisé dans la consultation, le calage d'un

polynôme se fait par régression sur les années passées et peut difficilement anticiper les évolutions structurelles des pertes.

Le mécanisme de régulation doit inciter Enedis à mettre en œuvre une compensation optimale tout en compensant les aléas irrésistibles dont Enedis n'a pas la maîtrise :

- En ce qui concerne l'exposition au risque prix, Enedis souscrit à la volonté de la CRE de faire évoluer la stratégie du gestionnaire de référence, notamment pour ce qui est des limites identifiées sur le modèle d'achat de la capacité, comme exposé dans la consultation. Il conviendra néanmoins de tenir compte de toute évolution réglementaire qui concernerait le mécanisme de capacité ou le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Par ailleurs, la majoration (« markup ») permettant de provisionner les risques et coûts non pris directement en compte par la formule d'indexation devra intégrer pleinement :

- Les effets liés aux imperfections des marchés (liquidité, risque physique, ...) ;
- Les incertitudes financières associées aux évolutions du système de reconstitution des flux notamment la valorisation du processus de reconstitution temporelle (Recotemp) au prix des écarts.

Enedis a déjà fourni aux services de la CRE les éléments pour évaluer ce markup.

- En ce qui concerne les volumes de pertes, il semble en effet nécessaire de tenir compte de la réévaluation du volume de pertes pour tenir compte des conclusions de l'audit commandité par la CRE sur le caractère non stationnaire de ce volume et la difficulté de l'anticiper. Le volume de référence a été ainsi sous-calé en TURPE 5 conduisant à une pénalité fatale pour Enedis sur la période TURPE 5.

Pour pallier ce défaut structurel, Enedis partage l'intérêt de distinguer dans l'incitation TURPE 6, les gains attendus du déploiement Linky sur le volume de pertes non techniques et l'incitation sur le volume de pertes techniques.

Enedis est engagée à réduire les pertes non techniques. Le déploiement des nouveaux moyens de détection permis par Linky doit contribuer à la maîtrise de ce volume. Par ailleurs, Enedis travaille sur une actualisation du modèle des pertes techniques qui pourra, une fois finalisée, être prise en compte dans les paramètres de la régulation.

Pour que cette régulation soit efficace Enedis préconise donc de :

- Maintenir un taux d'incitation et un cap du bonus/malus adaptés aux enjeux ;
- Prévoir des paramètres adaptés (« markup ») pour la régulation des prix.
- Prévoir une clause de révision (par exemple à mi-TURPE 6) permettant le cas échéant d'adapter la trajectoire de volume de référence et de prendre en compte les éventuelles évolutions de la régulation ayant un impact sur les prix.
- Calculer les incitations en 2021 (respectivement 2022) au titre de 2019 (respectivement 2020) selon les modalités TURPE 6 pour résoudre le décalage structurel lié au sous-calage du polynôme de référence CRE de TURPE 5.

Q9 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

La mise en place d'une régulation incitative sur les coûts unitaires nécessite la création d'un référentiel se basant sur les dépenses constatées par catégories homogènes. Pour les postes HTA/BT, la description

comptable pour l'immobilisation des ouvrages neufs ne distingue pas les différentes catégories de postes. Il n'est donc pas possible de créer ce référentiel par catégories homogènes, mais uniquement un référentiel global, toutes catégories confondues. Enedis prend acte d'une régulation incitative basée sur un référentiel global pour TURPE 6.

Enedis propose d'étudier la possibilité de définir une base de coûts de référence par catégories homogènes une fois que la prochaine version du barème de facturation des raccordements sera mise en œuvre avec comme objectif de l'appliquer en TURPE 7.

En effet, Enedis a proposé que la prochaine version du barème intègre les prix de construction des postes neufs. Il sera alors possible d'identifier le type de poste de l'opération et les coûts de réalisation associés afin de constituer une base de coûts de référence pour une incitation financière. Cela nécessite cependant la mise en œuvre effective du barème sur plusieurs mois afin de disposer d'une volumétrie d'opérations suffisante.

Q10 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

Enedis est favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements hors réseaux dès lors que son champ d'application concerne un périmètre d'activité effectivement maîtrisable et prévisible.

Or, sur la prochaine période tarifaire, ENEDIS devra répondre à un certain nombre d'enjeux - évolutions structurantes du marché de l'électricité portées par la transition écologique ; exigences plus fortes des parties prenantes ; besoin de modernisation et de sécurisation ... - dont la définition et les conséquences en matière d'évolution des systèmes d'information (SI) sont trop incertaines en entrée de TURPE 6 pour établir une trajectoire d'investissement fiable à l'horizon de 2024.

C'est pourquoi Enedis demande à ce que certains projets essentiels soient exclus du dispositif de régulation incitative. Certains de ces projets permettent la réalisation des évolutions des métiers du distributeur sans qu'Enedis ne dispose à ce stade d'une visibilité suffisante sur la totalité de la période tarifaire des financements à engager (développements en mode agile, apparition probable de nouveaux besoins en cours de période, ...).

Il s'agit de projets :

- de services de publication de données avec des bénéfices attendus pour les consommateurs, les producteurs, les fournisseurs, les opérateurs de flexibilité et aussi au service du développement des territoires ;
- de numérisation (digitalisation) du réseau électrique et de ses organes de pilotage ;
- d'industrialisation des smart-grids et de la mobilité électrique et plus généralement de la transition écologique.

D'autres projets pourraient évoluer fortement ou émerger en cours de période tarifaire et s'imposer de façon prioritaire à Enedis sans qu'il soit possible à ce jour de les anticiper correctement :

- mises en œuvre d'évolutions réglementaires qui interviendraient en cours de période tarifaire ;
- cyber-sécurité et renforcement des SI nécessaires aux exigences liées aux Opérateurs de Services Essentiels (OSE), dont fait partie Enedis ;
- évolution des SI imposée par les évolutions techniques.

La trajectoire budgétaire des principaux projets répondant à ces critères a été établie sur la base des seuls besoins et exigences connus à date. Elle représente environ un tiers du total des investissements SI.

Concernant spécifiquement les dépenses immobilières, Enedis ne conteste pas l'application du dispositif d'incitation proposé mais attire l'attention de la CRE sur le caractère inatteignable des pistes de productivité additionnelles proposées par l'auditeur qui sont établies sur la base d'hypothèses infondées.

Q11 : Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis ?

Dans son projet industriel, Enedis s'est fixé des objectifs très ambitieux en matière de réduction des délais de raccordement, Enedis est donc globalement favorable à l'introduction de ce nouvel indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements entre la date d'accord du client sur le devis et la date d'envoi de la facturation et ce pour les cinq catégories de raccordement : individuels en soutirage BT \leq 36 kVA avec et sans extension de réseau, BT \leq 36 kVA avec extension de réseau, ajouts injection sur branchements existants, BT > 36 kVA avec et sans extension de réseau et raccordement collectif.

Par contre, Enedis n'est pas favorable à ce nouvel indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements entre la date d'accord du client sur le devis et la date d'envoi de facturation pour les raccordements HTA, en soutirage et en injection. De par la nature des travaux réalisés, ces raccordements présentent des cycles très longs qui dépassent l'année. De par leur complexité et nombre limité, chaque affaire est spécifique. La standardisation par un délai moyen de ce type de raccordement est jugée inadaptée.

Enedis souhaite que les raccordements BT > 36 kVA en injection et soutirage soient clairement traités en deux catégories distinctes. Cette configuration suppose d'établir une trajectoire incitée spécifique pour les raccordements Grands Producteurs BT > 36 kVA.

Enedis s'étonne que ce nouvel indicateur, introduit dans TURPE 6, soit incité de manière asymétrique (malus -21M€ vs bonus +14M€), en nette augmentation par rapport à l'indicateur incité qu'il vient remplacer dans le domaine du raccordement (respect de la date de mise en service souhaitée +/- 7M€).

Enedis n'est pas favorable aux ambitions affichées en 2021 sur la catégorie « collectif » Pour ces raccordements, Enedis précise qu'une part significative des travaux est réalisée sous la responsabilité du promoteur (assiette de l'opération). Les trajectoires proposées nécessitent d'adapter les modalités de collaboration entre Enedis et ces clients. Les effets attendus ne pourront être visibles avant une certaine durée, ces raccordements étant de plus en cycle long (entre 7 et 8 mois). Enedis demande un assouplissement des objectifs sur 2021 et 2022.

Enedis n'est pas favorable au seuil de malus proposé sur la catégorie « collectif » à - 5 M€. Cette même valeur est proposée sur la catégorie « BT \leq 36 kVA sans extension de réseau » qui pèse en volume 75% des affaires pour les différentes catégories de raccordement sur l'année 2019. Comparativement, la catégorie « collectif » pèse 8 %. Enedis propose d'harmoniser les bonus et malus de cette catégorie à ceux des autres catégories (hors celle des BT \leq 36 kVA sans extension du réseau), respectivement à - 2M€ pour les malus et 1,25 M€ pour les bonus.

Enedis recommande de préciser que les objectifs de trajectoire fixés par la CRE doivent s'entendre pour un contexte réglementaire qui ne subirait pas, sur la période TURPE 6, d'évolutions qui auraient pour conséquence d'allonger les délais de raccordement.

Q12 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations?

Enedis partage le positionnement des services de la CRE sur le taux de réponse en moins de 5 jours en estimant que la priorité doit être la fourniture d'une réponse de qualité aux réclamations dans un délai de 15 jours (indicateur déjà incité).

Enedis est favorable à la suppression des indicateurs suivis cités « Nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs » et « Taux de réclamations multiples non filtrés ».

Enedis est favorable au remplacement de l'indicateur « Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 60 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs » par « Taux de réponse aux réclamations **dans les 30 jours calendaires** » conformément aux travaux réalisés avec les services de la CRE en 2020 et non pas « Taux de réponse aux réclamations **dans un délai supérieur à 30 jours calendaires** par nature et par catégorie d'utilisateurs » comme cité dans la consultation.

Enedis n'est pas favorable à l'incitation du « Taux de réclamations multiples filtrées ». Enedis signale que ces réclamations spécifiques concernent moins de 0,1% des clients raccordés au réseau public de distribution. Selon l'objectif fixé, le coût de traitement pourrait être disproportionnés eu égard aux 0,1% concernés. Par ailleurs, si cet indicateur devait être incité, Enedis souhaite que les services de la CRE prennent en compte dans les objectifs et pénalités, le fait que cette incitation sera en doublon pour 15% des réclamations multiples. Comme évoqué lors des ateliers, lors de réclamations multiples, les conseillers approfondissent les réponses qui n'ont vraisemblablement pas satisfait les clients dès le premier échange. Ces analyses poussées nécessitent plus de temps et 15% des réclamations multiples se retrouvent traitées à plus de 15 jours. Ces dernières sont alors comptabilisées dans l'indicateur incité « Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires ». L'incitation de cet indicateur engendrerait donc une double pénalisation pour 15% de ces réclamations.

Enedis souhaiterait que l'impact Covid puisse être neutralisé pour les indicateurs de réclamations sur la période du TURPE 6. A titre d'exemple, les objectifs imaginés pour les réclamations multiples ne prennent pas en compte l'augmentation du taux et du stock de 2020. Ce dernier aura un impact sur l'année 2021 et l'atteinte de l'objectif fixé à 9,7%.

Enedis n'est pas favorable à l'augmentation des objectifs de référence de l'indicateur « Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires ». **Enedis préconise de maintenir un objectif à 93% sur la période du TURPE 6.**

Enedis constate des erreurs page 105 de la consultation pour l'année 2024 sur ces deux indicateurs. Si les objectifs sont conservés en l'état, il est préférable de définir un pallier à 94,5% en 2023 et non directement 95%, pour l'indicateur sur les réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires.

Enedis accepte l'introduction d'un indicateur de suivi sur le nombre de saisines recevables reçues par le Médiateur National de l'Energie (MNE) concernant l'activité d'Enedis et **un second indicateur de suivi sur les saisines, qui serait le taux de saisines traitées dans le délai légal de 21 jours**. Enedis est par ailleurs favorable à ce que ces indicateurs soient étendus aux 3 médiateurs : MNE, Médiateur EDF et Médiateur ENGIE.

Le calcul de ce délai qui, à ce jour, n'est pas défini précisément, s'exprimerait en jours selon les modalités des deux articles ci-dessous :

- L'article 641 du code de procédure civile : Lorsqu'un délai est exprimé en jours, celui de l'acte, de l'événement, de la décision ou de la notification qui le fait courir ne compte pas. (Dans notre cas réception des courriels de notification de demande de traitement).
- L'article 642 du code de procédure civile : Tout délai expire le dernier jour à vingt-quatre heures. Le délai qui expirerait normalement un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Q13 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne d'Enedis dédiée aux fournisseurs d'électricité ?

Enedis partage le positionnement de la CRE sur les plages de garanties de l'accessibilité du portail d'Enedis.

Enedis serait favorable à l'incitation de l'indicateur « Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs » **qui aurait pour objectif le maintien du taux au-dessus de 90%**. En revanche, **Enedis est en désaccord avec les objectifs proposés dans cette consultation**, qui sont excessifs au vu des standards des centres d'appels, situés entre 85% à 90%. Enedis invite les services de la CRE à revoir les objectifs de cet indicateur afin que les moyens engagés soient en adéquation avec les bénéfices attendus.

Enedis entend et partage le souhait des fournisseurs de réduire le temps d'attente à la ligne spécialisée fournisseurs (dite « ligne 1 »). L'objectif de 80% en 90 secondes à la fin de la période tarifaire est ambitieux et **implique un engagement formel des fournisseurs à utiliser cette ligne à l'usage qui lui est réservé**. A titre d'éclairage, sur 56 048 appels observés en 2019 il a eu 19% d'appels indus. Cet usage inadapté de la ligne 1 par les fournisseurs a allongé les temps d'attente et pénalisera demain Enedis dans l'atteinte de l'objectif qui lui sera fixé. Enedis propose une approche « gagnant/gagnant » en demandant aux services de la CRE de conditionner l'incitation basée sur ces indicateurs à un pourcentage d'appels indus inférieur à 5% sur la base d'échantillonnages semestriels. A titre informatif, sur la base des échantillonnages réalisés, 80% des fournisseurs ont un pourcentage d'appels indus inférieur à 5%. Le risque opérationnel à ne pas mettre en œuvre cette condition étant un rejet possible par les conseillers de tous les appels indus et donc une dégradation globale du service rendu aux fournisseurs.

Enedis a déjà mis en place des mesures permettant d'améliorer l'accès à la ligne 1 (ex : Voicebot) et instruit actuellement d'autres types d'outils. Enedis souhaite que ces innovations puissent être prises en compte dans les indicateurs de qualité de service de la ligne 1 et propose de revoir les définitions des indicateurs cités en supprimant la mention « **appels décrochés par un conseiller** » :

- Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs :
Nombre d'appels servis (~~appels décrochés par un conseiller~~) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre.
- Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes :
Nombre d'appels servis (~~appels décrochés par un conseiller~~) avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre.

Q14 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs envisagés relatifs au système de reconstitution des flux et à la prévision des pertes ?

1/ Indicateur relatif au système de reconstitution des flux

Enedis n'est pas opposée à l'introduction d'un nouvel indicateur afin de mesurer l'énergie non affectée non plus seulement à l'échelle annuelle mais au pas demi-horaire.

On notera que cet indicateur mesure la qualité globale du système de reconstitution des flux pour le périmètre géré par Enedis, en quantifiant les incertitudes liées à la modélisation des pertes et au profilage.

De ce fait, le ratio devrait être calculé en retenant au dénominateur la somme des consommations profilées et des productions profilées, à la place du volume annuel de consommation au périmètre Enedis.

Ainsi, le nouvel indicateur doit-il être décrit comme la « Somme pour chaque demi-heure de la valeur absolue de l'énergie non attribuée (ENA) obtenue par différence entre l'énergie injectée sur le réseau Enedis et les consommations déclarées en Recotemp (c'est-à-dire avant calage et normalisation), pertes modélisées incluses, en pourcentage de la somme des valeurs absolues de la consommation et de la production profilées. »

2/ Indicateur relatif à la prévision des pertes

Enedis note que l'indicateur proposé n'a pas été adapté aux changements de règles déjà délibérés (application du prix des écarts au processus Recotemp) ou en cours de concertation avec les acteurs et le régulateur (système cible).

Prévoir le volume des pertes au pas demi-horaire consiste à prévoir les variables intervenant dans le polynôme de référence. Enedis utilise pour chacun des termes (consommation, production, refoulement) des algorithmes de type Machine Learning, établissant des corrélations entre les prévisions météorologiques court-terme (températures, humidité, vent) et les flux concernés. Les algorithmes sont conçus en interne Enedis avec l'appui de partenaires académiques pour fiabiliser la démarche. Ce programme d'études a permis de respecter depuis 2011 l'indicateur fixé par la régulation sur le volume des écarts au périmètre d'équilibre Enedis. L'indicateur fixe le seuil maximal de l'erreur moyenne annuelle à 4%. Depuis 2016, l'erreur annuelle est proche ou inférieure à 3%. Enedis poursuit les travaux pour sécuriser cette performance dans un contexte de changements structurels importants (production des énergies renouvelables, usages type véhicules électriques) et d'aléas conjoncturels inédits (Covid -19).

A partir de RT17 (juillet 2021), les règles de la reconstitution des flux évoluent, l'ENA sera au prix des écarts. Le volume d'ENA entrera donc dans l'assiette de calcul du volume des écarts. Enedis va chercher à anticiper ce volume supplémentaire lors des achats pour minimiser le surcoût écarts. Ce terme est cependant difficile à prévoir, le niveau de l'ENA étant fixé lors de l'étape de normalisation des pertes 14 mois après la fin de la période Recotemp. Enedis ne dispose pas d'éléments robustes avant cette étape pour réaliser une prévision. Enedis a estimé que l'intégration de l'ENA dans le volume des écarts conduit à un surplus de 4% du volume total de ce terme, préconisant d'ajuster le seuil de l'indicateur à 8%.

En système cible, les règles devraient évoluer de nouveau (concertation en cours), la formule des pertes sera utilisée pour déterminer la forme infra journalière mais le volume journalier sera calculé par bouclage sans formule prédéfinie. La tâche de prévision est plus complexe, mais le signal étant plus proche de la réalité physique, il sera possible de concevoir des modélisations en établissant des corrélations avec les différents flux physiques mesurés au périmètre Enedis. L'imprécision est cependant difficile à anticiper. Des études ont été initiées et se poursuivront tout au long du déploiement Linky pour informer la CRE et les acteurs sur les performances de prévision obtenues. Sur la base des algorithmes existants, Enedis obtient une précision de prévision légèrement inférieure à 10%. Cette performance pourrait s'améliorer au fur et à mesure du déploiement Linky et de la disponibilité des données Linky. Le seuil de 8% semble globalement cohérent à Enedis dans ce contexte. Le respect de ce seuil nécessitera cependant des travaux importants sur la méthodologie de prévision, travaux engagés depuis 2019.

Q15 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période du TURPE 6 distribution ?

Enedis considère que la CRE doit fixer des indicateurs qui reflètent les préoccupations du plus grand nombre de ses clients. Les objectifs doivent être raisonnables d'une part eu égard à des standards de marché quand ceux-ci existent (ex : accessibilité) d'autre part au regard de la finalité poursuivie à savoir

un niveau de qualité de service jugé satisfaisant par la majorité de ses clients. Ce travail se fait en recherchant le meilleur équilibre possible entre les moyens à mettre en œuvre et l'atteinte du niveau de qualité souhaité.

Enedis n'est pas favorable à l'augmentation de son exposition financière avec un renforcement des incitations et un risque accru de malus global sur la qualité de service passé de -41M€ à -54 M€. En particulier, l'indicateur sur le délai de raccordement montre un passage d'une incitation sur le respect d'une date convenue avec le client plafonnée à -7 M€ à une incitation sur le délai moyen de raccordement triplée à -21 M€.

Enfin, pour ce qui est des nouveaux indicateurs ne bénéficiant pas de profondeur d'historique, Enedis propose de maintenir un mécanisme d'incitation symétrique, et de limiter l'exposition financière d'Enedis notamment pour l'indicateur sur le délai moyen de réalisation des raccordements où l'incitation envisagée serait asymétrique (bonus +14,25 M€ vs malus -21 M€)

Q16 : 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 ?

Enedis affiche depuis plusieurs années une cible de critère B HIX (hors événements exceptionnels) durablement inférieure à 60 minutes à l'horizon 2030, et mobilise pour y parvenir des niveaux d'investissement en croissance, notamment dans le domaine de la résilience des réseaux et de la modernisation des ouvrages, mais ces efforts sont contrebalancés par l'accroissement du volume d'ouvrages à exploiter.

L'objectif proposé par la CRE, à savoir une cible de 62 minutes stabilisée sur la période tarifaire TURPE 6, constitue un palier exigeant sur le chemin conduisant à cet objectif de long terme, et cela d'autant plus que cet indicateur est encore très sensible aux aléas climatiques.

Ce niveau est susceptible d'être atteint pendant la période du TURPE 6 sous réserve d'un contexte climatique moins défavorable que celui observé sur le TURPE 5, qui a vu se succéder de nombreux aléas très perturbateurs, après un TURPE 4 plus calme. Enedis se déclare donc favorable à la proposition de la CRE.

Q17 : Êtes-vous favorable à la proposition de calendrier pour l'intégration d'ici TURPE 7 des données Linky dans le calcul du critère B ?

La CRE considère, dans la consultation publique, que la priorité doit être, pour la période du TURPE 6, de fiabiliser le calcul du critère B, en intégrant progressivement les données Linky dans le mode de calcul de cet indicateur en cours de période de TURPE6 et en fixant à Enedis un calendrier engageant pour l'automatisation du calcul du critère B à horizon TURPE7.

Enedis a toujours prévu de poursuivre dans le cadre du TURPE6 les études et les développements permettant de fiabiliser la collecte actuelle des interruptions de continuité par l'utilisation des données Linky et d'intégrer les mesures LINKY mais aussi les mesures des compteurs des clients BT > 36kVA, au processus de collecte de ces interruptions et de calcul du critère B. Enedis s'est d'ailleurs donnée comme cible 2025 (soit 2 ou 3 ans après l'équipement complet de LINKY) pour la convergence de la collecte actuelle des événements vus du réseau et des interruptions vues de Linky pour le calcul des indicateurs de continuité.

Le planning proposé par la CRE est compatible globalement avec la trajectoire des travaux prévus par Enedis mais nécessite néanmoins des précisions sur la date de l'audit et sur le périmètre du calcul automatique du critère B.

- 2021 étant l'année du déploiement progressif des règles et processus de correction des durées de coupure et du nombre de clients impactés par une coupure, Enedis propose à la CRE de préciser que l'audit se ferait en fin d'année 2021 ou début 2022.
- fin 2024, Enedis disposera d'un nouvel outil et d'un processus de collecte des interruptions affectant le réseau BT intégrant de manière automatique les données des compteurs communicants. Le calcul automatique du critère B sera articulé autour de deux composantes, la première issue des données Linky pour le réseau, la seconde issue de la collecte actuelle sur le réseau HTA. L'évolution du processus relevant des interruptions affectant le réseau HTA, le poste-source ou le réseau HTB sera lancé après 2024 avec le déploiement d'un nouvel outil de conduite HTA.

Q18 : 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) ?

Les indicateurs critère M, fréquence BT et fréquence HTA ont été introduits dans la régulation incitative du TURPE 5. Enedis a fait ses meilleurs efforts pour atteindre et dépasser les objectifs fixés et constate que les gains accessibles ont été engrangés, en rupture, dès le début de la période tarifaire actuelle. Une part importante des efforts à réaliser dans le futur pour améliorer encore ces critères va désormais reposer sur l'amélioration de la fiabilité des ouvrages, à laquelle Enedis est attachée, mais dont la progression ne peut être que lente, malgré une trajectoire d'investissements de modernisation en hausse. Ces investissements devraient permettre de réduire le nombre d'incidents HTA, qui sont de loin les principaux contributeurs à ces indicateurs, d'environ 1% par an sur la période du TURPE6 (l'accroissement des volumes d'ouvrage neufs liés aux raccordements de producteurs et consommateurs neutralisant partiellement les efforts de remplacement des réseaux les plus incidentogènes),

Critère M

Le critère M est dépendant des coupures sur les réseaux HTA et sensible à la structure des réseaux sur lesquels sont connectés les clients concernés, notamment lorsque leur puissance souscrite est importante et qu'ils ont pu faire le choix, dans le passé, de ne pas demander de raccordement de secours.

Enedis constate que l'écart entre la trajectoire TURPE 5 et les résultats obtenus, soit environ 2,5 minutes par an, a été acquis dès la première année, par une prise en compte plus rapide des clients HTA lors des opérations de dépannage, mais que depuis lors la baisse sur le critère M correspond à la pente attendue sur TURPE 5 (à savoir 0,3 minutes par an).

C'est pourquoi Enedis considère que le recalage du point de départ de TURPE 6 en l'abaissant de 2,5 minutes par rapport à la trajectoire TURPE 5 est justifié, mais s'interroge sur la proposition de la CRE qui augmente l'effort attendu sur la fin de la période tarifaire (0,5 minutes par an) alors que d'un point de vue technique les progrès sur ce critère seront plus difficiles à obtenir avec le temps.

Enedis ne partage donc pas la proposition de la CRE et demande que la pente de la trajectoire proposée soit revue pour revenir à une baisse plus modérée de l'indicateur compatible avec les gains accessibles sur le nombre d'incidents HTA.

Fréquences de coupure

Concernant les fréquences d'interruption vues des clients, Enedis rappelle que ces indicateurs agrègent les coupures longues (supérieures à 3 minutes) et les coupures brèves (de 1 seconde à 3 minutes). La mise

en œuvre de dispositifs de pilotage à distance ou facilitant les interventions, c'est-à-dire améliorant la réactivité, n'a donc que peu d'impact sur ces fréquences car elle convertit des coupures longues en coupures brèves.

Il en résulte que le facteur largement prédominant pour déterminer l'évolution des fréquences de coupures perçues par les clients est la fiabilité des ouvrages, qui ne peut évoluer qu'au fil des renouvellements avant d'atteindre un palier lorsque les réseaux les plus générateurs d'incidents auront été remplacés, comme indiqué plus haut.

Enedis ne partage donc pas la proposition de la CRE qui suppose un potentiel de gain très supérieur à celui qui est accessible compte-tenu des leviers techniques dont dispose Enedis. Ces trajectoires correspondraient à une pénalisation croissante de l'opérateur sans commune mesure avec les possibilités d'amélioration.

Enedis demande que la pente des trajectoires proposées soit revue pour revenir à une baisse plus modérée de l'indicateur compatible avec les gains accessibles sur le nombre d'incidents HTA.

Q19 : 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 ?

Les pénalités pour coupures longues sont versées aux clients qui sont privés d'électricité pendant plus de cinq heures, et par tranches entières de cinq heures subséquentes, dès lors que la coupure résulte d'un ou plusieurs incidents sur le réseau.

Ces modalités ne tiennent pas compte du caractère aléatoire des causes de ces incidents que sont les aléas climatiques, dont la fréquence et l'intensité peuvent fortement varier sur les territoires et au fil du temps, ni du fait que pendant les premières heures après ces incidents les moyens d'actions sont limités (impossibilité d'envoyer des équipes de dépannage sur le terrain tant que l'évènement est en cours, routes impraticables, communications limitées, ...).

Les niveaux et modalités de couverture proposés par la CRE supposent en filigrane que les marges d'amélioration sont encore importantes et quasiment indépendantes de ces phénomènes.

Or, Enedis a d'ores et déjà considérablement amélioré et optimisé ses modes de fonctionnement en exploitation pour réduire les délais de réalimentation, tant dans les situations au quotidien qu'en cas d'évènement exceptionnel, comme précisé ci-après :

- Organisation des interventions y compris en astreinte hors heures ouvrables ;
- Pilotage de la boucle d'amélioration (REX, analyse d'incidents, ...) au quotidien et sur l'utilisation de la FIRE lors des évènements climatiques de grande ampleur ou exceptionnels ;
- Modernisation des outils de conduite pour augmenter le taux de clients réalimentés de façon automatique ; automatisation accrue de la conduite des réseaux HTA (pose optimisée et fiabilisation d'OMT, d'ILD ...) ;
- Amélioration du pilotage des incidents dans le SI (conduite et exploitation) afin de mieux prioriser les traitements en fonction du nombre de clients concernés et limiter les durées de coupure ;
- Développement de l'observabilité du réseau afin de faciliter la localisation (fonctions Linky réseau, ILD communicants, ...) notamment sur la BT et amélioration des capacités de diagnostic en s'appuyant sur des outils numériques ;
- Professionnalisation de la filière Groupes Electrogènes (services logistiques, marchés locaux, GE connectés, ...) ;
- Travaux d'amélioration de la gestion de crise :
 - meilleure gestion des incidents en cas de crise avec une coordination facilitée entre les réalimentations HTA et BT

- mise en œuvre de procédures permettant de disposer de renforts en cas de crise (renforts CCO, diagnostic, relais PDM,...)
- développement d'outil de pilotage de crise

De ce fait, les fruits de ces améliorations ont déjà été « engrangés » et les marges d'amélioration sont donc désormais très limitées.

Enedis s'accorde avec la CRE sur l'intérêt d'une régulation incitative de ces indemnités mais n'est pas favorable aux modalités et niveaux proposés par la CRE.

La difficulté du calage du cadre de régulation provient de la volatilité climatique qui rend ce poste très peu maîtrisable et prévisible. Aussi, dans l'esprit du cadre de régulation défini par la CRE, Enedis propose un dispositif qui permettrait de partager l'incertitude associée à ces pénalités, tout en incitant à des progrès continus tant au quotidien qu'en cas d'événements climatiques.

Ainsi, Enedis propose que 80% des écarts à la trajectoire soient pris au CRCP :

- Dans ces conditions la trajectoire a priori pourrait être calée sur le niveau pivot proposé par la CRE (62 M€) ;
- 80% de l'écart constaté à cette trajectoire (à la hausse ou à la baisse) serait porté au CRCP ;
- les 20% restants, plafonnés à 42M€, seraient à la charge d'Enedis.

Q20 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT ?

Enedis est favorable au dispositif de régulation incitative proposé pour TURPE 6 qui présente des avantages d'efficacité et de pragmatisme pour mener les projets de R&D et d'innovation nécessaires pour la construction des réseaux électriques de demain. Ce dispositif doit permettre de faire évoluer les charges d'exploitation affectées à la R&D d'une année sur l'autre dans l'enveloppe globale allouée sur la période tarifaire et de conserver la souplesse et l'agilité pour engager rapidement de nouveaux travaux qui apparaîtraient nécessaire en cours de période ou suspendre des travaux lorsque les pistes n'apportent pas les résultats escomptés.

Enedis est favorable aux objectifs de transparence et de contrôle de l'efficacité des dépenses et aux modalités correspondantes présentées par la CRE : transmission d'un rapport annuel de données techniques et financières à la CRE et d'un rapport à destination du public tous les deux ans. La transparence sur les programmes et résultats doit toutefois rester compatible, comme le mentionne la CRE dans la consultation publique, avec les impératifs de protection de la propriété intellectuelle d'Enedis et de ses partenaires des projets de R&D.

Une consultation sur les grands thèmes de recherche prévus est pleinement justifiée lorsqu'elle porte sur les évolutions attendues pour favoriser les innovations par les acteurs du marché. En revanche, une consultation portant sur les travaux de recherche visant à améliorer la performance industrielle d'Enedis ne semble pas susceptible d'apporter la valeur attendue.

Q21 : 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 ?

Enedis n'a pas fait appel au guichet smart grids sur la période de TURPE 5 dans la mesure où les dépenses de charges d'exploitation avaient été correctement prévues.

L'abaissement du seuil du guichet de 3M€ à 1M€ va dans le bon sens. Enedis y est favorable.

Pour les achats de flexibilités en alternative aux renforcements de réseau ou aux moyens mobiles de réalimentation, Enedis renouvelle sa demande que les charges d'exploitation associées soient au CRCP, qui est un mécanisme plus simple que le guichet, sans seuil, et mieux adapté pour ce type de dépenses.

Par ailleurs, le guichet ne porte que sur les charges d'exploitation. Cette restriction ne pose pas de difficultés tant que les charges de capital liées au développement des SI des projets smart grids sont au CRCP. Si ce n'était pas le cas, les développements SI de nouveaux projets smart grids non prévus à ce jour ne seraient pas financés pendant la période tarifaire de TURPE 6. Il serait alors nécessaire d'étendre le périmètre du guichet à ces charges de capital pour éviter d'attendre la prochaine période tarifaire.

Q22 : 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 ?

Il convient de noter que l'ensemble des services d'accès aux données est dépendant de la disponibilité et du bon fonctionnement des infrastructures des opérateurs de télécommunication. Ces services sont donc particulièrement sensibles aux aléas, qu'ils soient climatiques, techniques ou de cybersécurité pesant sur ces acteurs. Enedis invite les services de la CRE à exclure ces événements exceptionnels de l'assiette de calcul des indicateurs. Par ailleurs, il conviendrait aussi d'en exclure les arrêts de service programmés nécessaires à la maintenance et aux montés de version des systèmes.

La délibération de la CRE sur cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension $BT \leq 36 \text{ kVA}$ (Linky) comprend déjà plusieurs indicateurs visant à mesurer la qualité des données. Enedis est favorable à l'introduction d'un indicateur relatif à la transmission par Enedis des courbes de charge issues des compteurs Linky.

Enedis propose l'indicateur suivant qui s'appuiera sur l'exploitation des données de consommation mises à disposition à J+1 via les services de consultation :

Titre : Taux de transmission quotidienne des données de consommation aux fournisseurs

Calcul : nombre de séries de données de consommation (index ou courbes de mesures) publiées dans le mois sur nombre de séries de données de consommation à publier dans le mois, par analyse du référentiel de mesures Enedis.

Périmètre : Compteurs Linky déclarés communicants dans GINKO.

Enedis prend note de la demande de la CRE de construire un indicateur visant à mesurer le taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs $BT > 36 \text{ kVA}$ sur le périmètre des PRM équipés d'un dispositif IP.

Les services de publication de courbe de charge et d'index et autres données du compteur en J+1 pour le marché d'affaires ont été élaborés avec un engagement de moyen conformément à ce qui a été concerté avec les services de la CRE et les acteurs de marché. Ils n'ont donc ni été conçu ni fait l'objet d'investissements pour tenir un engagement en terme de résultat. Le service de publication des index en J+1 est dimensionné pour répondre à une volumétrie maximum de 70 000 abonnements, quant à la publication des courbes de charges en J+1, il convient de noter que sa non facturation depuis le 1^{er} août 2019, sur proposition d'Enedis, a engendré une augmentation du nombre de souscriptions qui a eu un impact sur la qualité du service rendu au premier semestre 2020. **Enedis prend note de l'incitation envisagée par les services de la CRE et du fait que si les cibles proposées restent dans le domaine de l'atteignable sans avoir à mener une refonte profonde de l'infrastructure actuelle, cela nécessitera des investissements non couverts par le tarif, car non prévu dans les trajectoires budgétaires qui ont été versées dans la demande tarifaire du distributeur. La trajectoire de charges à couvrir devra tenir compte de ce surcoût.**

Q23 : 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 ?

Enedis souhaite tout d'abord rappeler qu'elle répond aux différentes recommandations de la CRE ainsi qu'aux exigences réglementaires et législatives qui lui incombent. Elle met en œuvre ces recommandations dans les meilleurs délais selon un calendrier compatible avec ses contraintes internes et les facteurs externes à prendre en compte : priorités issues de la concertation, disponibilité de certaines technologies, etc.

Si Enedis considère qu'il est louable que la CRE impulse des travaux en faveur de l'innovation, elle n'est pas favorable au dispositif d'incitation envisagé par la CRE.

En effet, au-delà du caractère dissymétrique de ce dispositif qui ne fait courir à Enedis que des risques de malus, cette régulation engendrerait une rupture majeure puisqu'elle serait fondée non pas sur l'atteinte d'indicateurs financiers ou extra-financiers mais bien sur la mise en œuvre de concepts, projets et outils potentiellement complexes et dont la définition pourrait être très imparfaite.

Une régulation de ce type ne saurait être envisageable qu'avec les principes suivants :

- Elle doit porter sur des actions dont les coûts ont été prévus dans la trajectoire tarifaire, ou seront pris en compte dans le CRCP. Dans le cas contraire, cela ne conduirait qu'à pénaliser le gestionnaire de réseau.
- Elle prévoit un accord préalable avec le gestionnaire de réseau sur un cahier des charges précis (définition des données, volumétries attendues, modalités de mise à disposition, niveau de qualité attendu, calendrier, ...) qui soit compatible avec les capacités à faire, compte tenu des travaux déjà engagés par ailleurs. Ce cahier des charges dimensionnera les moyens à mettre en œuvre qui devront être pris en compte au CRCP. Le cas échéant, d'autres projets pourront être repoussés.
- Elle ne doit porter que sur ce qui relève de la responsabilité du gestionnaire de réseau ; certaines actions impliquent des tiers et des retards de délais peuvent leur incomber ; de tels retards ne doivent pas pénaliser le gestionnaire de réseau

Enedis propose de réaliser un test de faisabilité de ce dispositif avant que soit envisagée une incitation financière sur le sujet.

Les exemples donnés mériteront une analyse plus approfondie :

- Flexibilités : Enedis rappelle son attachement à s'insérer dans l'économie du système électrique pour l'activation des flexibilités locales et considère le sujet de la correction des périmètres d'équilibre, comme celui du versement fournisseur, comme primordial. Toutefois, Enedis rappelle que les décisions de mise en œuvre relèvent de plusieurs acteurs et pas seulement Enedis.
- Stockage : la consultation des acteurs par RTE et Enedis a montré que son caractère contracyclique n'était ni automatique, ni intrinsèque et devait rester un choix de l'opérateur.
- Foisonnement des installations de recharge des véhicules électriques (IRVE) : Enedis prend déjà en compte un foisonnement, qui pourra évoluer si nécessaire en fonction du retour d'expérience. Ce foisonnement ne dépend pas d'Enedis mais du comportement des utilisateurs et de la politique des opérateurs.

Concernant le calcul du critère B avec Linky envisagé comme une action prioritaire, nous apportons les propositions suivantes en complément de la réponse à la question 17, car il paraît indispensable de retenir le calendrier engageant Enedis, légèrement différent de celui proposé par la CRE, à savoir :

- 2020 : cadrage des règles de collecte et de contrôle des données Linky pour leur intégration dans le calcul du critère B ;
- 2021 : déploiement progressif des processus de correction des durées de coupure et du nombre de clients impactés par une coupure pour les points C5 par comparaison des données issues de Linky et des données issues de la méthode historique ;
- Fin 2021 / début 2022 : audit par la CRE des conditions de calcul du critère B par Enedis, qui permettra également d'évaluer l'impact des données Linky sur la durée moyenne de coupure ;
- 2022, utilisation des données pour les points C4 équipés de compteurs communicants ;
- Fin 2024 : mise en place du processus de collecte des interruptions de continuité d'alimentation affectant le réseau BT avec intégration automatique des données des compteurs Linky.

Q24 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées au système électrique d'Enedis ?

Enedis considère que les trajectoires proposées par la CRE correspondent à sa vision à date et n'a pas de remarques particulières si ce n'est que les conséquences de la crise sanitaire pourraient avoir des effets sur les premières années de TURPE 6.

Q25 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) d'Enedis ?

Dans la consultation publique, la borne dite « haute » devrait plutôt être qualifiée d'« optimisée » car elle correspond à la trajectoire de charges nettes prévisionnelles d'Enedis intégrant un niveau élevé de productivité et prend en compte toutes les évolutions de ses missions de service public tout en consolidant sa performance industrielle et une qualité de service de haut niveau sur l'ensemble de ses activités. Elle résulte d'un processus de construction mettant à contribution toutes les entités de l'entreprise avec de nombreuses phases de challenge et d'arbitrage.

La borne haute s'appuie sur des projets de transformation interne de grande ampleur rendus possibles par Linky et de nouveaux outils numériques existants ou en cours de développement et présente un coût moyen maîtrisable par client en euro constants en baisse de 6% entre la période TURPE 5 et TURPE 6.

La borne basse correspond à la prévision d'Enedis abaissée de 755 M€ sur la période TURPE 6 correspondant à la somme des ajustements formulés par l'auditeur mandaté par la CRE.

Comme l'a exposé Enedis à la CRE, plus de 620 M€ de ces ajustements sont injustifiés pour de multiples raisons (non prise en compte de la croissance des activités ; arbitrages issus de benchmarks contestables ; pistes d'économies basées sur des leviers d'action non activables opérationnellement ; recalage de prévisions sur des méthodes calculatoires inexactes...). Ces propositions d'ajustements très significatifs sont à mettre en regard de l'appréciation générale de l'auditeur qui ne remet globalement pas en cause l'efficacité d'Enedis.

Enfin, la trajectoire exposée par Enedis dans sa demande tarifaire conduit, hors gains Linky, à une amélioration de la productivité en 2024 par rapport à 2019 de l'ordre de 2%. Les ajustements envisagés dans l'hypothèse « borne basse » impliqueraient de réaliser un gain additionnel de productivité de plus de 4%, alors qu'aucun moyen n'est identifié par l'auditeur pour concrétiser cette productivité

additionnelle. La prise en compte d'ajustements d'une telle ampleur remettrait en cause la couverture des coûts par le tarif.

Par ailleurs, Enedis souligne que les ajustements retenus pour les autres opérateurs de transport et de distribution de gaz et d'électricité ont été déterminés de façon à stabiliser leur productivité au niveau atteint en fin de la précédente période tarifaire. Or la demande tarifaire d'Enedis satisfaisant déjà cet objectif, Il conviendrait qu'elle ne soit pas arbitrée de manière significative pour des raisons d'équité avec les autres opérateurs.

Q26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du TURPE 6 distribution et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés tels que prévus par le projet de loi de finances ?

En préambule, Enedis souhaite rappeler que la CRE a de façon constante présenté la méthode de rémunération retenue pour le TURPE HTA-BT comme étant dérivée du modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF). Ce dernier est le modèle appliqué par la CRE et par l'ensemble des régulateurs européens pour déterminer les taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz. Par conséquent, quand bien même la méthode de rémunération retenue pour Enedis est atypique, son ancrage sur le MEDAF doit nécessairement conduire la CRE à retenir des paramètres cohérents avec ceux qu'elle retient pour les autres opérateurs français ou ceux retenus par les autres régulateurs européens.

En particulier, s'agissant du **Bêta de l'actif**, la CRE ne peut maintenir une valeur proche de 0,34 en complet décalage avec la médiane des valeurs retenues par les régulateurs européens pour la distribution d'électricité, soit 0,40, sous le seul motif de l'atypisme de la méthode de rémunération d'Enedis qu'elle a elle-même fixée. Au-delà de cette valeur médiane de 0,40, il est également à noter que de nombreux régulateurs européens ont augmenté le Bêta des distributeurs d'électricité entre les deux dernières périodes tarifaires en légitimant cette augmentation par la hausse des risques suivants, qui s'applique également à Enedis :

- Extension et complexité croissante des réseaux d'énergie (impact notamment de la croissance des énergies intermittentes) ;
- Evolutions technologiques et numérisation des activités (sécurité informatique notamment).

Cette hausse du Bêta doit permettre de répondre à l'ampleur des transformations en cours et au soutien de l'investissement.

En conséquence Enedis considère comme pleinement pertinente l'analyse de Frontier Economics qui conduit à une fourchette de Bêta allant de 0,38 à 0,44. Enedis note toutefois que le consultant de la CRE, le cabinet Oxera, propose une borne haute de 0,37 en « [recommandant] de choisir un bêta de l'actif dans la partie haute de la fourchette ». Compte tenu de ces éléments, Enedis propose que la CRE retienne une valeur de Bêta de l'actif égale à la borne basse de la fourchette recommandée par Frontier Economics, soit 0,38. Ce niveau est d'autant plus justifié que les données de marché indiquent que l'exposition au risque systémique des opérateurs de réseaux électriques perçue par les investisseurs en fonds propres est en hausse par rapport à la période du TURPE 5 HTA-BT ce que confirme la crise sanitaire actuelle :

- En effet, contrairement aux crises financières passées, les actions des opérateurs des réseaux énergétiques ne bénéficient pas d'une volatilité plus faible par rapport au marché, indiquant qu'elles ne sont plus considérées comme étant des « valeurs sûres » ou « refuge » par les investisseurs ;

- En conséquence, les Bêtas des fonds propres et les Bêtas de l'actif estimés pour les opérateurs cotés sont majoritairement en hausse par rapport aux estimations réalisées avant le début de la crise sanitaire ;
- A titre illustratif, et en excluant les données du mois de mars qui a été caractérisé par une volatilité particulièrement élevée sur les marchés d'actions, les Bêtas de l'actif des comparables européens estimés sur 2 et 5 ans sont en hausse d'en moyenne 4 points de base par rapport à la période pré- Covid -19.

Enedis note par ailleurs que les régulateurs européens retiennent souvent un Bêta de l'actif identique pour les activités de transport et de distribution d'électricité, ce qui milite pour une augmentation du Bêta de la distribution d'électricité en France.

Concernant la **prime de risque de marché**, Enedis propose que la CRE retienne a minima 5,2%. Cette valeur est en effet cohérente avec celle retenue pour les opérateurs gaziers et un niveau de taux sans risque de 1,7% comme proposé ci-dessous.

Concernant le **taux sans risque**, Enedis propose à la CRE de retenir a minima 1,75%. Cette valeur correspond au centre de la fourchette recommandée par le consultant de la CRE. Elle n'a pas lieu d'être actualisée en fonction des dernières valeurs de marché dans la mesure où Enedis considère, comme le consultant de la CRE, que la période de crise sanitaire ne doit pas être prise en compte dans la période de référence retenue pour apprécier ce taux.

Enfin, concernant le **taux d'imposition sur les sociétés (IS)**, Enedis note que le consultant de la CRE indique dans son rapport daté de juillet dernier que « en raison de la crise causée par l'épidémie de Covid-19, l'hypothèse faite par Frontier que le taux d'imposition en vigueur pour 2020 pourrait être reconduit dans les années à venir nous semble sensée », ce qui le conduit à retenir une fourchette haute de 32,00%. Enedis estime que cette hypothèse garde toute sa pertinence en la transposant au taux d'IS en vigueur pour 2021, celui-ci étant maintenant connu. Enedis propose donc de retenir, sur la période TURPE 6, un taux d'IS de 28,41%, ou a minima 27,44% (moyenne entre 28,41% et la borne basse d'Oxera, à savoir 26,47%).

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la fourchette de marge sur actif envisagée par la CRE, soit 2,4% à 2,5%, apparaît largement sous-évaluée. Enedis propose à la CRE de retenir une marge sur actifs au minimum de 2,7% et un taux de rémunération des CPR de 2,4%.

Q27 : Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissement proposée par Enedis ?

Enedis rappelle que la trajectoire d'investissements comporte une part d'incertitudes liée au contexte économique national. Le raccordement des clients et producteurs est défini par rapport aux attendus de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), lesquels dépendent des incitations mises en œuvre par les pouvoirs publics et la capacité des acteurs à se mobiliser pour atteindre ses objectifs.

Q28 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?

Le projet immobilier ACR est considéré comme prioritaire pour Enedis car lié à une évolution de son outil industriel de conduite des réseaux. Il contient de nombreuses incertitudes mais elles ne doivent pas amener à l'ignorer en le sortant de la trajectoire couverte. Enedis propose la prise en compte a priori des charges de capital associées à ce projet et propose qu'un dispositif permettant de restituer au tarif tout ou partie des écarts de charges de capital en cas de report du projet soit étudié.

En matière de SI, les ajustements proposés par S&Co (85 M€ en OPEX et 48 M€ en CAPEX) résultent d'une « approche globale », complétée d'une « approche fine » visant à identifier les leviers pour atteindre le niveau de dépenses visé.

L'approche globale repose sur un exercice de benchmark portant sur un opérateur italien et quatre opérateurs anglais. Comparer des opérateurs immergés dans des contextes réglementaires différents, avec des périmètres d'activité différents et des cycles d'investissement différents ne peut être valide qu'avec un audit approfondi de la structure de coût de chaque opérateur afin de rendre la comparaison possible en procédant aux retraitements ou exclusions appropriés. La comparaison « brute » faite par S&Co amène à une conclusion erronée d'inefficacité d'Enedis, et à des ajustements construits pour que les dépenses de 2024 soient du niveau de celles de 2019 en euro constant. Le domaine SI en pleine dynamique de transformation et de développement ne peut être piloté avec une référence fixe héritée du passé.

L'approche fine ne prend, quant à elle, pas en compte l'évolution de l'activité, le contexte spécifique lié par exemple à Linky et la sécurisation des données. Elle identifie des leviers basés sur des reports de SI répondant à de demandes de services exprimés par les acteurs ou répondant à des besoins induits par la transition énergétique (smartgrids ...) et ne permettrait plus de répondre aux besoins qui vont émerger au cours de la période TURPE 6 (cybersécurité, accroissement des contraintes réglementaires, évolution des attentes des autorités de régulation, nouvelles attentes et nouveaux usages pour accompagner la transition énergétique ...)

Q29 : Etes-vous favorable aux ajustements envisagés par la CRE concernant l'intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR d'Enedis ?

Les ajustements de la valeur des colonnes montantes proposés portent sur la valeur comptable des actifs transférés à Enedis dans la cadre de la loi ELAN en application des normes comptables françaises, sur laquelle le régulateur propose un abattement pour le calcul des charges de capital. Enedis rappelle qu'en application de la loi ELAN (intégration sans contrepartie financière), ces valeurs patrimoniales sont intégrées avec un financement 100% concédant, sans enrichissement pour le concessionnaire. Dans les années à venir, ces valeurs donneront lieu à un amortissement pour le compte des concédants en application des conditions du contrat de concession. **Ces charges d'amortissement résultent d'une obligation contractuelle et doivent donc, selon Enedis, être couvertes par le tarif, même si la CRE venait à retenir un abattement de la valeur d'actif pour la rémunération des charges de capital.**

L'ajustement proposé dans la consultation publique par la CRE que nous contestons est lié à deux sources de natures différentes.

- L'ajustement sur la valorisation des colonnes hors concession (ajustement de 73 M€) est issu d'une approche économique, pour la couverture tarifaire, qui diffère de la réglementation comptable applicable pour les apports de biens d'occasion.
 - o Pour la couverture tarifaire, la CRE envisage en effet de se baser sur des valeurs historiques comme si les colonnes ELAN avaient toujours été au bilan d'Enedis, en argumentant que les renouvellements des colonnes ELAN ne peuvent être préfinancés par le tarif pour une valeur supérieure à celle des colonnes hors ELAN.
 - o Enedis souligne que, conformément aux dispositions applicables, les colonnes en concession ont fait l'objet de constitution d'une provision pour renouvellement et d'un amortissement du financement du concédant, ce qui n'est pas le cas des colonnes ELAN, et

que l'entrée à son bilan des colonnes ELAN se fait à une valeur qui tient compte de l'âge de la colonne et sans constituer un amortissement financement du concédant pour la période précédant l'entrée au bilan d'Enedis.

- o L'argument sur le préfinancement du renouvellement est donc sans fondement.
- L'ajustement sur les quantités de colonnes en et hors concession (ajustement de 121 M€), sachant que l'auditeur de la CRE a validé la méthode du dénombrement global, relève du débat d'experts sur des conventions rendues nécessaires par l'absence d'informations objectives sur la propriété des colonnes.
 - o Les conventions retenues par Enedis permettent une mise en œuvre colonne par colonne et donc concession par concession.
 - o La mise en œuvre de l'ajustement proposé par la CRE conduirait à une modification des valeurs par concession reflétées dans les comptes rendus d'activité 2019 transmis aux autorités concédantes puisque l'inventaire des colonnes en concession a été traduit dans les comptes 2019 d'Enedis
 - o Cet ajustement ne peut pas être mis en œuvre par Enedis tel quel, il nécessiterait d'identifier précisément les colonnes concernées pour déterminer les charges d'amortissement et assurer un calcul correct des passifs associés.

Par ailleurs, le niveau des ajustements proposés étant établi par référence à des estimations, les écarts éventuels entre ces estimations et la valeur réelle des colonnes intégrées en concession devraient être inscrits au CRCP, que cela soit sur la rémunération de la BAR ou sur la couverture des dotations aux amortissements si la CRE venait à confirmer un ajustement également sur le montant couvert d'amortissement financement du concédant.

Q30 : 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?

Enedis considère que les trajectoires proposées par la CRE correspondent à notre vision à date et n'a pas de remarques particulières si ce n'est que les conséquences de la crise sanitaire pourraient avoir des effets sur les premières années de TURPE 6.

Q31 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 distribution?

Le niveau des indexations repose sur un niveau de charge à couvrir qu'Enedis conteste, s'agissant de la « borne basse » en raison du niveau non justifié des arbitrages sur CNE (cf. Q. 25) et pour les deux bornes d'une rémunération du capital insuffisante (Cf. Q 26).

Par ailleurs, il conviendra in fine d'adapter le niveau de l'indexation du tarif HTA/BT en fonction du niveau effectif du TURPE HTB.

Concernant le lissage envisagé, Enedis y est favorable dès lors qu'il s'applique aussi au tarif HTB.

Q32 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?

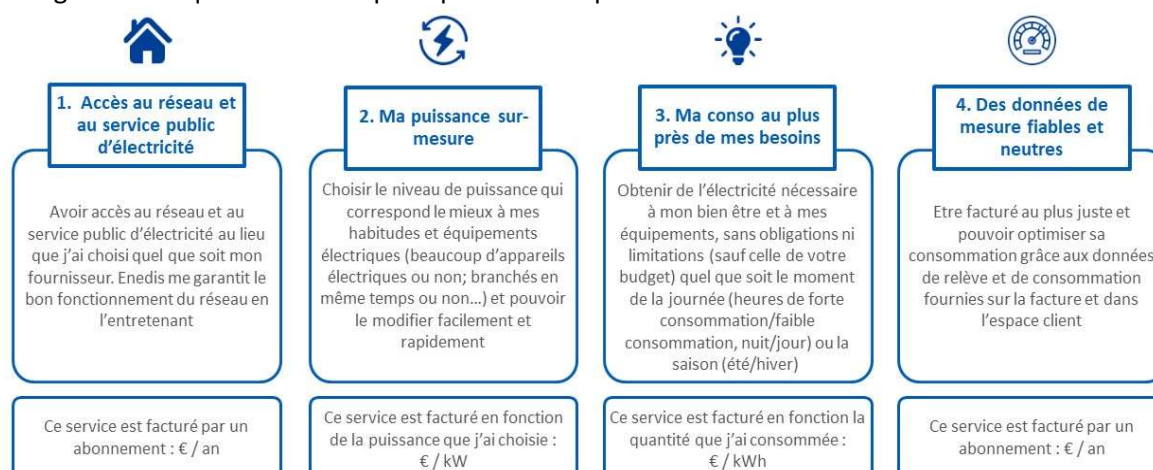
Pour les clients raccordés en BT > 36 KVA et HTA, les montants de la rémunération fournisseur collectés par Enedis au travers de la composante de gestion est égal aux montants reversés aux fournisseurs. Pour les clients raccordés au niveau de tension BT ≤ 36 kVA et sur la période du TURPE 6, Enedis distingue deux périodes :

- Du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022, la rémunération fournisseur collectée est calculée en prenant en compte la moyenne pondérée du nombre de clients en offre de marché au 31/12/2021 et des montants unitaires reversés aux fournisseurs, soit 6,80€/an pour un client en offre de marché et 6,25€/an pour un client en offre historique. La rémunération fournisseur ainsi collectée par Enedis sur cette base présentera des légers écarts avec les montants reversés aux fournisseurs en 2021 et en 2022. Ils seront intégrés au solde du CRCP respectivement au 1er janvier 2022 et au 1er janvier 2023.
- A compter du 1er août 2022, avec l'unicité des montants reversés aux fournisseurs sans aucune distinction, les montants collectés seront identiques aux montants reversés.

La CRE envisage à compter du 1er août 2021, de faire évoluer le paramètre Rf de l'inflation. Enedis n'est pas opposée à la proposition envisagée.

Q33 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?

Enedis est favorable au maintien de la forme des grilles tarifaire pour TURPE 6. Elles permettent de distinguer entre quatre services principaux rendus par les distributeurs.



Q34 : 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 ?

Enedis est favorable à une baisse des composantes de comptage qui reflétera les économies réalisées par le déploiement de compteurs communicants (Linky et PME-PMI).

Q35 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTA et BT ?

Enedis est globalement favorable aux grilles tarifaires envisagées.

Les consommateurs verront une revalorisation du service « garantie de puissance » que leur apporte le réseau, compensée par une diminution des barèmes de l'acheminement d'énergie.

Néanmoins, Enedis est réservée sur l'évolution du signal de report en heures creuses qui diminue (sur les grilles à niveau constant) pour les usages pilotables les plus importants comme le ballon d'eau chaude (-7,4%) ou la recharge d'un véhicule électrique standard (-3%).

Pour ces usages, à besoin inchangé, le consommateur peut faire des économies en:

- Réduisant sa puissance garantie (signal renforcé) :

- Consommant en Heure Creuse (signal affaibli).

Q36 : Êtes-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 ?

Enedis est favorable à cet alignement qui apporte de la cohérence entre les grilles HTA et HTB.

Dans un contexte qui impose une revalorisation du service de garantie de puissance, la facture des consommateurs à très courte durée d'utilisation s'en trouvera allégée (stockage à faible constante de temps).

Pour autant, rappelons que seule la puissance effectivement souscrite est garantie à tout moment au consommateur. Les distributeurs ne sont pas tenus d'assurer les éventuels dépassements de puissance si ceux-ci venaient à mettre en péril la sécurité du réseau.

Q37 : 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 ?

Enedis est favorable à cette précision.

Q38 : 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 ?

Enedis est favorable au maintien du niveau des composantes de gestion.

Enedis propose également que la même composante de gestion des autoconsommateurs individuels s'applique aux autoconsommateurs individuels avec ou sans injection. En effet, les actions de gestion étant du même ordre (contractualisation, appels téléphoniques et réclamations liés à l'exploitation de l'installation, changement de titulaire de contrat...), leurs coûts de gestion sont très proches.

Notons que, bien que faible, la différence de tarification existante peut inciter certains consommateurs qui injectent à demander à tort une convention d'autoconsommation « sans injection ». Nous estimons qu'environ 10 000 autoconsommateurs sont aujourd'hui dans cette situation.

Q39 : 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 ?

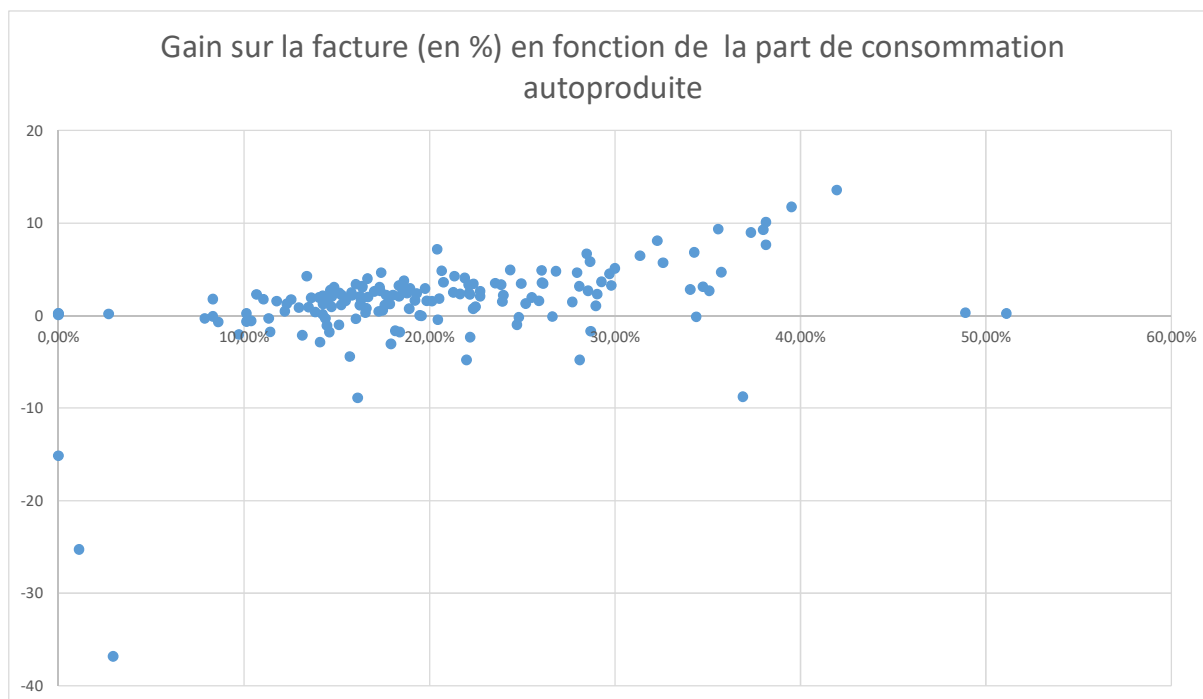
Enedis est favorable à une disposition qui vise à représenter l'intérêt de rapprocher production et consommation à l'aval d'un même poste de distribution HTA/BT mais note que le principe du timbre-poste paraît fragilisé avec la distinction entre barèmes de soutirages dits « autoproduits » et ceux dits « alloproduits ».

Il ressort d'une analyse conduite par Enedis sur les nouvelles grilles qu'en 2024 l'option tarifaire autoconsommation collective devrait, toutes choses égales par ailleurs, être choisie pour une majorité de consommateurs éligibles car elle diminuera leur facture TURPE par rapport aux options classiques :

- 79% des sites gagneraient à souscrire un tarif spécifique autoconsommation ;

- Le gain moyen est de 10 € HT par an pour les sites qui auraient intérêt à souscrire cette option, soit une réduction de facture TURPE de 3,8% en moyenne.

De plus, comme le montre le graphique ci-après, ce tarif favorisera les opérations ayant un fort taux d'autoconsommation. Les quelques cas sans gain malgré une forte part d'autoconsommation correspondent à des comportements atypiques, avec une autoconsommation moins bien répartie dans l'année que les autres points et beaucoup plus marquée en été que la moyenne.



Q40 : Êtes-vous favorable à la suppression du paramètre de 30 % de participation des flux « autoproduits » aux flux amonts ?

Enedis est favorable à une valeur de paramètre qui se rapproche des 5% qu'il a estimé pour le compte de la CRE sur les deux opérations ayant fait l'objet d'un retour d'expérience.

Q41 : 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 ?

Enedis sera en mesure de mettre en œuvre cette règle de gestion.

Enedis souhaite néanmoins faire remarquer que la création de tarifs spécifiques (Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016) conduit à la multiplication et à la complexification des règles de gestion et donc accroît les coûts des systèmes d'information au bénéfice de « populations » quelquefois réduites.

Q42 : 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 ?

Enedis est favorable à cette proposition.

