



DÉLIBÉRATION N° 2020-318

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE). La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, de l'évolution prévisible de leurs charges de fonctionnement et d'investissements ou encore de l'évolution des usages des réseaux. La fixation de ces tarifs est particulièrement importante en période de transition énergétique, pour laquelle les réseaux ont un rôle majeur à jouer dans un contexte de renforcement de la place de l'électricité dans le mix énergétique et de transformation profonde des systèmes électriques en Europe.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, dit TURPE 5 bis HTA-BT (Haute Tension A – Basse Tension), est entré en vigueur le 1^{er} août 2018, en application de la délibération du 28 juin 2018¹, pour une durée de trois ans environ et a succédé au TURPE 5 HTA-BT, qui était défini par la délibération du 17 novembre 2016 (dans le reste du document, la formule « TURPE 5 HTA-BT » fait référence aux périodes du TURPE 5 HTA-BT et du TURPE 5 bis HTA-BT). La CRE définit un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, dit TURPE 6 HTA-BT, applicable au 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019², concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019³, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des tarifs TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019⁴, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;

¹Délibération de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA et BT (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-HTA-et-BT>)

² Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>).

³ Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>).

⁴ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>)

- la quatrième, en date du 19 mars 2020⁵, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues ;
- la dernière, en date du 8 octobre 2020⁶, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes d'Enedis et le niveau du tarif en découlant, ainsi que la structure tarifaire. 43 réponses ont été reçues.

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la CRE a mené une consultation publique, en date du 9 juillet 2020⁷, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

Conformément à la loi, le TURPE 6 HTA-BT est fixé de manière à couvrir les coûts d'Enedis dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande tarifaire d'Enedis ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur des rapports d'audits externes⁸ et sur le retour des acteurs de marché aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné Enedis, son actionnaire EDF et la FNCCR.

En outre, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE⁹.

Un tarif pour la transition énergétique

En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le TURPE 6 HTA-BT doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

Les réseaux publics de distribution d'électricité jouent un rôle majeur dans la transition énergétique

La prochaine période tarifaire (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération nécessaire de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable (EnR). Enedis sera directement concerné par le raccordement de la production EnR décentralisée, ainsi que par le développement de la mobilité électrique et de l'autoconsommation qui modifieront profondément les flux sur les réseaux de distribution d'électricité dans les années à venir.

Les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts

Dans ce cadre, Enedis a annoncé une forte hausse de ses investissements et prévoit ainsi d'y consacrer 69 Md€ en 15 ans, particulièrement pour le raccordement de la production décentralisée, mais également pour moderniser le réseau existant.

La CRE est très attentive à ce qu'Enedis ait les moyens de répondre à ces nouveaux besoins. L'enjeu pour Enedis sera de réaliser les investissements nécessaires tout en optimisant le coût global de fonctionnement de son réseau.

La qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau suffisant

La qualité d'alimentation sur le réseau de distribution s'est améliorée régulièrement ces dernières années. Des améliorations peuvent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts. Pour la période de 4 ans à venir, l'enjeu principal consistera tout d'abord à fiabiliser la mesure du temps de coupure en y intégrant les données apportées par les compteurs Linky, les objectifs étant stabilisés au niveau de ceux fixés pour le TURPE 5.

⁵ Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>)

⁶ Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-dit-turpe-6-hta-bt>)

⁷ Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-signaux-economiques-envoyes-aux-producteurs-d-electricite>).

⁸ Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation d'Enedis (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

⁹ Lettre de la ministre (<https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>)

A contrario, la CRE estime que la qualité de service doit être renforcée sur les points d'attentes prioritaires des acteurs, comme les délais de raccordement

La qualité de service délivrée par Enedis joue un rôle majeur dans le fonctionnement du marché de l'électricité de masse. En particulier, la dégradation des délais de raccordement ces dernières années est injustifiée et ce sujet doit faire l'objet d'un effort massif de rattrapage.

Les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer des besoins supplémentaires de flexibilité et où le déploiement de nouvelles infrastructures devient, dans notre pays notamment, toujours plus complexe.

L'enjeu pour Enedis sera donc de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique) pour limiter au strict nécessaire les renforcements de réseau.

Enedis doit continuer à se transformer et à se moderniser

Enedis doit se transformer, se moderniser et innover, en lien avec son écosystème, pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en Europe et dans le monde.

Pour ce faire, le TURPE 6 accompagne l'opérateur dans cette transformation, en la prenant en compte pour la fixation des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissements. Cet effort de modernisation doit se traduire concrètement par des résultats, qu'il s'agisse de la mise en œuvre d'un programme de recherche et de développement ambitieux, notamment en lien avec des partenaires, du recours effectif à des solutions innovantes et aux flexibilités, de la mise en œuvre d'actions prioritaires dans les délais pour favoriser l'innovation de l'ensemble du secteur ou le maintien de la qualité de service. Le TURPE 6 HTA-BT prévoit un renforcement de la régulation incitative d'Enedis à ces fins.

Les bénéfices du programme Linky sont conformes aux attentes

Le déploiement massif du programme Linky, qui sera achevé fin 2021, permet déjà sur la période TURPE 6 de diminuer les pertes non techniques et les coûts de relève, ainsi que de disposer de nouveaux services et de données bien plus précises sur le fonctionnement du réseau.

Dans la continuité des premiers résultats observés, Enedis devra pérenniser et amplifier dans la durée les bénéfices du système de comptage évolué, et restituer aux consommateurs les gains associés en matière de coûts et de qualité de service. Les gains associés au déploiement des compteurs évolués seront dûment restitués aux consommateurs sur la période du TURPE 6.

L'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif

Dans un contexte de crise sanitaire et possiblement de crise économique à venir, la CRE attache la plus haute importance à ce que toute hausse tarifaire soit justifiée par des hausses de coûts inévitables et limitées au strict nécessaire. Les différentes baisses d'impôts prévues seront notamment prises en compte.

Ainsi, la CRE a veillé à ce que les modifications de la structure tarifaire, rendues nécessaires dans le contexte actuel d'évolution rapide du système énergétique, n'engendrent pas de hausses de factures trop brutales. C'est dans cette optique que les évolutions seront lissées sur les 4 ans de la période tarifaire.

Evolution du niveau du tarif

Enedis a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses prévisions de coûts pour la période 2021-2024 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par Enedis¹⁰ aurait conduit à une hausse moyenne annuelle du TURPE 6 HTA-BT de + 3,3 % par an sur toute la période tarifaire. Cette hausse du TURPE aurait induit une hausse moyenne annuelle des tarifs d'électricité de près de + 1 % par an.

Evolution des charges à couvrir

La demande d'Enedis présente notamment une hausse significative des charges de capital, due à la hausse des dépenses d'investissements, mais aussi à une demande d'Enedis de hausse de sa rémunération.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large consultation des acteurs et des échanges avec Enedis, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes, dont les rapports sont publiés sur le site de la CRE. Ces études portent sur les sujets suivants :

¹⁰ Demande d'Enedis mise à jour en juin 2020, corrigée de l'hypothèse d'inflation, du dernier bilan électrique communiqué par Enedis, et de la hausse du TURPE HTB prévue par la délibération de la CRE n° 2020-314 du 17 décembre 2020, s'élevant à IPC + 0,49 % par an

- un audit de la demande relative aux charges d'exploitation d'Enedis (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024¹¹ ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité¹².

Au terme de ses analyses, des retours des acteurs à la consultation publique de 8 octobre 2020 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec Enedis, la CRE décide de limiter la hausse des charges demandée par Enedis. Le TURPE 6 HTA-BT garantit les capacités d'Enedis à mener un programme d'investissements ambitieux et nécessaire afin d'accompagner la transition énergétique et de moderniser le réseau existant, et à réaliser sa transformation numérique. Il s'agit ainsi de permettre à Enedis, d'une part, de répondre aux nouveaux besoins des acteurs et d'être acteur de la transition énergétique, et d'autre part, de maintenir un niveau de qualité d'alimentation élevé.

Charges d'exploitation

La CRE a retenu pour Enedis une trajectoire de charges d'exploitation prenant notamment en compte :

- une hausse des charges d'exploitation liées aux systèmes d'information, permettant de satisfaire les besoins croissants du réseau et des utilisateurs (cybersécurité, transition énergétique, données, gestion intelligente du réseau...) ;
- la couverture tarifaire de charges additionnelles pour faire face aux événements climatiques d'ampleur exceptionnelle ;
- une hausse des charges de personnel, reprenant la trajectoire d'effectifs demandée par Enedis ainsi que le renforcement de l'intéressement, car ce sont les équipes d'Enedis qui permettent la transformation des réseaux et la mettent en œuvre.

Cette trajectoire permet également de répondre à l'enjeu de maîtrise des évolutions de facture en faisant bénéficier les consommateurs :

- des gains apportés par le déploiement des compteurs Linky : ces derniers seront progressifs sur la période du TURPE 6. A la fin de la période du TURPE 6, soit en 2024, Linky permettra une diminution des charges d'exploitation de 231 M€ /an par rapport à 2019, soit un gain à hauteur de 5 % des charges d'exploitation d'Enedis. Ces gains sont notamment liés à la diminution des coûts de relève et des petites interventions qui peuvent désormais être faites à distance. Il faut y ajouter les gains liés à la réduction des fraudes et erreurs de facturation. Ces derniers devraient atteindre 118 M€/an en 2024 par rapport à 2019 (3 % des charges d'exploitation d'Enedis). 1 Md€ sont ainsi économisés sur la période du TURPE 6. Ces gains permettent notamment de compenser la hausse des charges de capital induite par le déploiement de Linky, qui commence à être répercutée aux consommateurs pendant la période TURPE 6 via l'apurement du CRL (+55 M€/an durant la période du TURPE 6) ;
- de la baisse des impôts de production, à hauteur de 120 M€/an (0,8% des charges d'Enedis).

La trajectoire des charges nettes d'exploitation fixée par la CRE correspond à une enveloppe globale. Enedis a la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de ses choix.

Charges de capital

Il est rappelé que les investissements « réseaux » d'Enedis sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées, qui sont prises à 100 % au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les investissements « hors réseaux », incluant les SI, l'immobilier et les véhicules, font l'objet d'une trajectoire de charges de capital incitée.

Au regard des éléments d'analyse dont elle dispose et des observations de marché, la CRE retient une marge sur actif de 2,5 %, stable par rapport à la période du TURPE 5, et une rémunération additionnelle des capitaux propres régulés de 2,3 %, en baisse de 1,7 point par rapport à TURPE 5.

Le niveau de ces paramètres, dont la méthode de détermination reste inchangée par rapport aux TURPE 4 et 5, reflète :

- l'évolution à la baisse des coûts de financement dans un contexte marqué par la baisse significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés ;
- la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés (IS) qui passe de 31,79 % dans le TURPE 5 bis à 26,47 % en moyenne sur la période du TURPE 6.

¹¹ Audit du niveau des charges et produits d'exploitation d'ENEDIS (<https://www.cre.fr/content/download/22912/288844>)

¹² Audit de la demande de rémunération du capital d'Enedis pour le TURPE 6 (<https://www.cre.fr/content/download/22911/288838>)

Par ailleurs, la CRE n'accède pas à la demande d'Enedis de rémunérer l'ensemble des immobilisations en cours et, procède à différentes corrections de la demande d'Enedis relative à l'intégration au domaine concédé des colonnes montantes jusqu'à présent hors concession en application de la loi ELAN¹³. Ces décisions conduisent à limiter la hausse des charges de capital.

Le niveau moyen des charges à couvrir d'Enedis pour la période du TURPE 6 s'élèvera à 14 313 M€/an en moyenne. Il évolue ainsi, sur la période 2019-2024, de + 0,8 % en moyenne par an, sous l'effet d'une baisse des charges d'exploitation de - 0,1 % par an en moyenne et d'une hausse des charges de capital normatives (CCN) de 2,6 % par an en moyenne, traduisant la forte hausse de la base d'actifs régulés liée à l'augmentation des investissements envisagés et à la fin du déploiement de Linky.

Enfin, le TURPE 6 HTA-BT prévoit une clause de rendez-vous relative à la méthode de rémunération d'Enedis. Il pourrait en résulter une modification de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années du TURPE 6.

Evolution des quantités distribuées et du nombre de consommateurs

L'évolution du tarif dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'effet volume lié à l'évolution des soutirages, du nombre de consommateurs et des puissances souscrites, sur la base desquels sont établies les grilles tarifaires permettant de recouvrer les recettes tarifaires prévisionnelles.

Dans le cadre de son dossier tarifaire, Enedis avait transmis à la CRE des hypothèses prenant en compte une partie des effets alors identifiés de la crise COVID-19. Les prévisions de soutirage ont, depuis lors, été mises à jour par Enedis, en coordination avec RTE, afin de prendre en compte l'impact de cette crise et les dernières informations disponibles. Cette demande conduit à :

- une progression continue du nombre de clients (+ 0,9 % par an), dans le prolongement de la tendance réalisée ;
- une stabilisation des volumes acheminés sur la période (hors effet COVID-19), résultant d'effets se compensant (hausse du nombre de sites et développement du véhicule électrique, compensés par une diminution des consommations unitaires liée aux actions de maîtrise de la demande en énergie et au développement de l'autoconsommation). La prise en compte de la crise du COVID-19 a par ailleurs pour effet de tirer à la baisse les volumes acheminés, principalement en début de période, avec un retour à la normale prévu en 2024 ;
- une hausse globale de la somme des puissances souscrites, tirée par les dynamiques respectives des effectifs de chaque segment de consommateurs (croissance nulle pour les clients HTA, + 1,3 % par an pour les clients BT > 36 kVA et + 0,9 % par an pour les clients BT ≤ 36 kVA).

Enfin, Enedis prévoit des soutirages depuis le réseau de transport à un niveau en baisse de 4 % sur la période TURPE 6 par rapport à 2019. Cet effet volume joue à la baisse sur le niveau du péage RTE. Il s'explique, en début de période par la forte baisse de la consommation due au COVID-19, et en fin de période par la hausse de la production décentralisée, qui vient compenser la reprise de la consommation.

Evolution du niveau du tarif

L'évolution du TURPE 6 HTA-BT résulte, en plus du niveau de charges à couvrir retenu et des hypothèses de nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés retenues, de l'apurement du compte régulé de lissage Linky (CRL) à partir de 2023 et de l'apurement du CRCP issu de la période tarifaire antérieure. Ce dernier s'établira à 153 M€/an en moyenne, alors qu'il était de -21 M€/an en TURPE 5, soit une hausse de près de 1,3 % du revenu autorisé pour la période du TURPE 6, en répercussion notamment des conséquences de la crise du COVID-19 sur les volumes de consommation en 2020.

Ainsi, l'évolution moyenne, sur l'ensemble des consommateurs, du TURPE 6 HTA-BT s'établit à +0,91 % au 1^{er} août 2021 et à +1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. Cette évolution devrait induire une hausse moyenne annuelle des tarifs d'électricité d'environ + 0,4 % par an.

Dans un contexte marqué par une hausse importante des investissements afin d'assurer l'adaptation des réseaux à la transition énergétique, l'évolution du TURPE reste modérée. Cette modération est notamment rendue possible par la prise en compte des importantes baisses d'impôts prévues dans le projet de loi de finances pour 2021, l'environnement financier favorable aux investissements dans la transition énergétique et la restitution aux consommateurs des gains de charges d'exploitation permis par le déploiement de Linky.

¹³ Loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

Régulation incitative

Le bilan des périodes tarifaires précédentes et le retour des consultations publiques ont montré que le cadre de régulation incitative fonctionne bien et ne nécessite que des améliorations ponctuelles. En conséquence, la CRE reconduit pour le TURPE 6 HTA-BT les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur, en les ajustant quand cela est nécessaire : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité d'alimentation et de la recherche et du développement, couverture *a posteriori* de certains écarts via le CRCP. La régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes est reconduite, mais la CRE fait évoluer les paramètres, notamment la détermination du volume de référence, pour intégrer la baisse des pertes non techniques permise par le déploiement des compteurs évolués.

Par ailleurs, la CRE renforce la régulation incitative de la qualité de service, notamment en ce qui concerne les délais de raccordement. Elle fixe comme objectif à Enedis de diminuer ses délais de raccordement de 30 % en moyenne d'ici à 2024, en cohérence avec les objectifs ambitieux affichés par le programme industriel et humain récemment annoncé par l'entreprise.

Enfin, la CRE introduit une régulation incitative à l'innovation, portant principalement sur la qualité des données transmises par Enedis aux acteurs de marché et le rôle d'Enedis de facilitateur de l'innovation à l'externe, dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public.

Structure tarifaire

La CRE construit les grilles tarifaires en respectant plusieurs principes fondamentaux :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'utilisation du réseau s'appliquent sur l'ensemble du territoire national ;
- **Non-discrimination / reflet des coûts** : la tarification doit refléter les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- **Horo-saisonnalité**.

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent par ailleurs concilier les objectifs suivants : efficacité, lisibilité, faisabilité et acceptabilité.

La transition énergétique et numérique et l'évolution des usages renforcent la nécessité d'envoyer aux utilisateurs de réseaux des signaux tarifaires pertinents en matière d'utilisation du réseau et d'investissements, qu'il s'agisse d'équipements (tels que le véhicule électrique), d'isolation et de dépenses d'efficacité énergétique, ou de stockage et de production décentralisée, potentiellement autoconsommée.

En conséquence, la CRE fait évoluer significativement la structure tarifaire, tirant notamment parti des données nouvelles fournies par les gestionnaires de réseaux, et après large consultation des acteurs. Les évolutions visent à véhiculer des signaux-prix reflétant mieux, dans le respect du principe de péréquation tarifaire, les coûts que génère, pour la collectivité, l'utilisation des réseaux. La forme des grilles tarifaires doit donc être robuste et adaptée à l'évolution des usages associée au contexte actuel de transition énergétique et numérique. En particulier, la généralisation de l'option à 4 plages temporelles en BT \leq 36 kVA à l'horizon 2024 et l'instauration d'une tarification fondée sur les coûts marginaux de long terme des réseaux visant à mieux refléter la concentration des coûts induits par les usages en période hivernale ainsi que le coût de la desserte répondent à ces enjeux.

Les grilles retenues ont été élaborées en s'appuyant sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur la structure de leurs coûts et le fonctionnement de leurs réseaux, ainsi que sur l'analyse des courbes de charges transmises directement par les utilisateurs de réseaux en réponse à la consultation publique d'octobre 2020. A des fins de transparence, la CRE publiera les données et les modèles ayant permis la réalisation des travaux de structure.

La CRE s'est assurée que les évolutions introduites pour la période du TURPE 6 ne conduisent pas à des hausses trop importantes en termes de facturation pour les utilisateurs des réseaux. Pour ce faire, elle a notamment mis en place un lissage sur 4 ans des différentes évolutions, qui laissera à l'ensemble des acteurs le temps nécessaire pour adapter leur comportement à l'évolution des signaux tarifaires.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

17 décembre 2020

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

Paris, le 17 décembre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Jean-François CARENCO

TABLE DES MATIERES

1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE 11

1.1 COMPETENCES DE LA CRE 11

1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE 11

 1.2.1 Consultation des parties prenantes 11

 1.2.2 Orientations de politique énergétique 12

 1.2.3 Transparence 13

 1.2.4 Périmètre des charges couvertes par le tarif 13

1.3 ENJEUX POUR LA PERIODE DU TURPE 6 13

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE..... 16

2.1 GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES 16

 2.1.1 Détermination du revenu autorisé..... 16

 2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements..... 17

 2.1.3 Principe du CRCP 19

2.2 CALENDRIER TARIFAIRE..... 20

 2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans 20

 2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif 20

 2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N 21

 2.2.4 Calcul du coefficient K en vue de l'apurement du solde du CRCP 21

2.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS 22

 2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation 22

 2.3.2 Régulation incitative des investissements 24

 2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes 26

2.4 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION..... 29

 2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service 29

 2.4.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation 32

2.5 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION 35

 2.5.1 Régulation de la R&D 35

 2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents 36

 2.5.3 Publication des données 37

 2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe 38

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE 39

3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR 39

 3.1.1 Demande tarifaire d'Enedis 39

 3.1.2 Charges d'exploitation 39

 3.1.3 Calcul des charges de capital normatives..... 51

 3.1.4 CRCP au 1^{er} janvier 2021..... 61

 3.1.5 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2021-2024 62

3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS, DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES VOLUMES ACHEMINES 63

 3.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le TURPE 5 HTA-BT 63

 3.2.2 Demande d'Enedis 63

 3.2.3 Analyse de la CRE 64



3.3 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	65
4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	66
4.1 LES ENJEUX DE LA TARIFICATION DES RESEAUX	66
4.1.1 Principes de tarification des réseaux	66
4.1.2 Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux	67
4.1.3 Une juste répartition puissance/énergie.....	68
4.1.4 Des évolutions de factures maîtrisées	68
4.2 MAINTIEN DE LA STRUCTURE GENERALE DU TURPE 5 HTA-BT	68
4.2.1 Composantes tarifaires	68
4.2.2 Forme des grilles.....	69
4.3 EVOLUTION DE LA STRUCTURE DU TURPE 6 HTA-BT	70
4.3.1 Composante de gestion.....	70
4.3.2 Composante de comptage	71
4.3.3 Composante de soutirage	72
4.3.4 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite	75
4.3.5 Facturation de l'énergie réactive	76
4.3.6 Composante de regroupement en distribution	76
4.4 GENERALISATION DE L'OPTION A QUATRE PLAGES TEMPORELLES.....	76
4.4.1 Calendrier et modalités envisagées de généralisation	77
4.4.2 Traitement des utilisateurs non équipés de compteurs évolués.....	77
4.5 TARIFICATION DE L'AUTOCONSOMMATION	78
4.5.1 Composante de gestion spécifique	78
4.5.2 Composante de soutirage pour l'autoconsommation collective.....	79
4.5.3 Evolution du périmètre des opérations d'autoconsommation collective	80
5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE, APPLICABLE AU 1^{ER} AOUT 2021.....	82
5.1 REGLES TARIFAIRES	82
5.1.1 Définitions	82
5.1.2 Structure des tarifs	86
5.2 GRILLES TARIFAIRES D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE.....	87
5.2.1 Grilles au 1 ^{er} août 2021	87
5.2.2 Grilles tarifaires applicables en 2022, 2023, 2024.....	107
5.2.3 Évolution des paramètres R_f et C_{card} à compter du 1 ^{er} août 2021	119
ANNEXE 1 – MONTANTS A INTEGRER AU PERIMETRE DES CAPITAUX PROPRES REGULES AU 1^{ER} JANVIER EN APPLICATION DE LA DECISION DU CONSEIL D'ETAT	121
ANNEXE 2 – REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE A COMPTER DU 1^{ER} AOUT 2022.....	122
ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)	134
ANNEXE 4 – REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS D'ENEDIS (ANNEXE CONFIDENTIELLE)	134
ANNEXE 5 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES DE CAPITAL « HORS RESEAUX »	135
ANNEXE 6 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE.....	136
ANNEXE 7 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ D'ALIMENTATION	149

ANNEXE 8 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE LA TRANSMISSION DES DONNÉES	154
ANNEXE 9 – DETAIL DES AJUSTEMENTS CONCERNANT L'INVENTAIRE DES COLONNES MONTANTES	156
ANNEXE 10 – EVOLUTION DE FACTURES TURPE 6 HTA-BT.....	158
ANNEXE 11 – METHODE RETENUE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6..	161
ANNEXE 12 – IMPACT DE L'EVOLUTION DU COEFFICIENT PONDERATEUR DE LA COMPOSANTE MENSUELLE DES DEPASSEMENTS DE PUISSANCE SOUSCRITE (CMDPS) EN HTA SUR L'OPTIMISATION DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES EVOLUTIONS DE FACTURE	170
ANNEXE 13 – CALCUL DE LA TRAJECTOIRE DES CHARGES RELATIVES AUX REDEVANCES DE CONCESSION (ANNEXE CONFIDENTIELLE).....	172

1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE

1.1 Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2 à L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la CRE, en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A ce titre, l'article L. 341-3 dispose que « *[l]es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie* ».

L'article L. 341-2 du même code prévoit notamment que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ».

L'article L. 341-3 du même code dispose que la CRE « *peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité* ». Cet article dispose également que la CRE « *procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ». En outre, cet article dispose que la CRE « *prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative* ».

Par ailleurs, l'article L. 341-4 du même code dispose que « *[l]a structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre* ».

Enfin, l'article L.134-1 du code de l'énergie dispose que la CRE précise les règles concernant « *[l]es missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux* », ainsi que celles relatives aux « *conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, y compris la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et les évolutions de ces tarifs* ».

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, et fixe le tarif dit « TURPE 6 HTA-BT » qui entrera en application à compter du 1^{er} août 2021 pour environ quatre ans.

1.2 Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1 Consultation des parties prenantes

Pour établir le TURPE 6 HTA-BT, compte tenu du besoin de visibilité et de la complexité des sujets, la CRE s'est appuyée, en plus de ses analyses propres et des études de consultants externes, sur les résultats de cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019¹⁴, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019¹⁵, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des tarifs TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;

¹⁴ Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>)

¹⁵ Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>)

- la troisième, en date du 17 octobre 2019¹⁶, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020¹⁷, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues.
- la cinquième, en date du 8 octobre 2020¹⁸, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, le niveau des charges et recettes d'Enedis et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire, la qualité de service et l'innovation. 43 réponses ont été reçues.

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la CRE a publié une consultation publique, en date du 9 juillet 2020¹⁹, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

Par ailleurs, la CRE a organisé un atelier en juin 2020 avec les acteurs ayant répondu à la troisième consultation publique sur la thématique spécifique de la qualité de service d'Enedis.

Enfin, après la quatrième consultation publique, la CRE a auditionné Enedis. Après la cinquième consultation publique, la CRE a auditionné à nouveau Enedis, ainsi que son actionnaire EDF et la FNCCR.

1.2.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire par courrier en date du 19 juin 2020. Ces orientations portent notamment sur :

- l'importance d'inscrire les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les ambitions générales du Gouvernement en termes de protection du climat et de la biodiversité ;
- la nécessité d'inciter l'opérateur à la maîtrise de ses coûts afin de limiter l'impact des tarifs d'utilisation des réseaux sur la facture des utilisateurs ;
- le maintien d'un haut niveau de qualité de l'électricité acheminée, se traduisant par un renouvellement suffisant des infrastructures existantes et une attention particulière à la résilience des réseaux devant les aléas météorologiques et climatiques ;
- l'incitation qui doit être donnée à réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique, notamment le raccordement des énergies renouvelables, à des coûts maîtrisés et dans des délais compatibles avec les besoins de la politique énergétique ;
- le besoin d'encourager le gestionnaire de réseau à mettre en œuvre des solutions permettant d'apporter de la flexibilité au système électrique sans pour autant empêcher la réalisation des investissements nécessaires à la transition énergétique ;
- la contribution des tarifs à la réduction de la consommation en période de pointe ;
- le nécessaire équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs compte tenu des effets de la structure des tarifs sur les politiques de maîtrise de la consommation et de lutte contre la précarité énergétique.

¹⁶ Consultation publique n°2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>)

¹⁷ Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>)

¹⁸ Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-dit-turpe-6-hta-bt>)

¹⁹ Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-signaux-economiques-envoyes-aux-producteurs-d-electricite>)

Le courrier du 19 juin 2020 est publié sur le site internet de la CRE²⁰.

1.2.3 Transparence

La CRE est attachée à assurer la plus grande transparence sur les travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet l'ensemble des études externes sur lesquelles elle s'est appuyée. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande d'Enedis relative à ses charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024²¹ ;
- un audit de la demande de rémunération du capital d'Enedis²².

Par ailleurs, après avoir publié les données et outils utilisés pour l'élaboration de la structure du TURPE 5, la CRE a l'intention d'élargir les données et outils mis à la disposition des acteurs pour leur permettre de s'approprier au mieux les évolutions de structure tarifaire qui sont introduites dans la présente délibération.

Par rapport au TURPE 5, la CRE a eu accès à des données beaucoup plus fines des opérateurs de réseaux, notamment concernant la topologie du réseau, les coûts des réseaux et leur modélisation ainsi que les flux d'énergie (réels au niveau de chaque utilisateur en HTB et HTA et fondés sur la modélisation de 1000 poches représentatives en BT). La CRE s'est appuyée sur ces données pour améliorer son modèle tarifaire et fonder ses propositions d'évolution de la structure, notamment s'agissant de la composante de soutirage. Afin d'illustrer la méthode qu'elle a mise en œuvre, la CRE publiera, au 1^{er} trimestre 2021, les différentes modélisations effectuées à chaque étape de calcul, ainsi que l'ensemble des données utilisées, à l'exception des informations commercialement sensibles qui seront anonymisées.

1.2.4 Périmètre des charges couvertes par le tarif

L'article L.341-3 du code de l'énergie dispose que « *le gestionnaire du réseau public de distribution issu de la séparation juridique imposée à Electricité de France par l'article L. 111-57 adresse, à la demande de la Commission de régulation de l'énergie, les éléments notamment comptables et financiers nécessaires afin que cette dernière puisse se prononcer sur l'évolution en niveau et en structure des tarifs.* » Le TURPE 6 HTA-BT est déterminé grâce aux éléments comptables et financiers transmis par Enedis mais il s'applique à tous les utilisateurs d'électricité indifféremment de leur gestionnaire de réseau public de distribution, en application du principe de péréquation.

Les écarts entre les coûts supportés par les entreprises locales de distribution (ELD) et leurs recettes résultant de l'application du TURPE à leurs clients, sont compensés par le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE). L'article L. 121-29 du code de l'énergie dispose en effet qu'« *il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L. 121-4.* »

1.3 Enjeux pour la période du TURPE 6

La CRE a présenté, dans la consultation publique du 8 octobre 2020, les principaux enjeux qu'elle identifiait pour la période du TURPE 6 HTA-BT. Les acteurs ayant contribué à cette consultation publique partagent majoritairement les positions de la CRE en la matière.

La transition énergétique et écologique

La période du TURPE 6 HTA-BT (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique et écologique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable (EnR). Enedis sera directement concerné par le raccordement de la production EnR décentralisée, ainsi que par le développement de la mobilité électrique et de l'autoconsommation qui modifieront profondément les flux sur le réseau de distribution d'électricité.

La maîtrise des investissements

²⁰ Lettre de la ministre (<https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>)

²¹ Document publié dans le cadre de la consultation publique du 8 octobre 2020

²² Document publié dans le cadre de la consultation publique du 8 octobre 2020

Dans ce cadre, Enedis a annoncé une forte hausse de ses investissements et prévoit ainsi d'y consacrer 69 Md€ en 15 ans, particulièrement pour le raccordement de la production décentralisée, mais également pour moderniser le réseau existant.

L'enjeu pour Enedis sera toutefois de réaliser ces investissements tout en optimisant le coût global de fonctionnement de son réseau afin d'assurer la maîtrise sur le long terme du niveau du TURPE HTA-BT.

La qualité d'alimentation et la qualité de service

Facteur d'attractivité économique, la qualité d'alimentation sur le réseau de distribution s'est améliorée ces dernières années, mais semble atteindre aujourd'hui un plateau. Des améliorations peuvent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts notamment en l'absence d'insatisfaction manifeste de la part des utilisateurs dans le cadre des consultations réalisées par la CRE. Pour la période tarifaire à venir, l'enjeu principal consiste à fiabiliser la mesure du temps de coupure en intégrant les données Linky, les objectifs étant stabilisés au niveau de ceux fixés pour le TURPE 5.

La qualité de service délivrée par Enedis joue un rôle majeur dans le fonctionnement du marché de l'électricité de masse. En particulier, la dégradation des délais de raccordement ces dernières années est inacceptable et ce sujet doit faire l'objet d'un effort massif de rattrapage.

L'ère de la flexibilité

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer des besoins supplémentaires de flexibilité et où le déploiement de nouvelles infrastructures devient, dans notre pays notamment, toujours plus complexe.

L'enjeu pour Enedis sera donc de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique) pour limiter au strict nécessaire les renforcements de réseau.

Transformation et modernisation

Enedis doit se transformer, se moderniser et innover pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en Europe et dans le monde.

Le TURPE 6 HTA-BT accompagne l'opérateur dans cette transformation, en la prenant en compte pour la fixation des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissements. Cet effort de modernisation doit se traduire concrètement par des résultats, qu'il s'agisse de la mise en œuvre d'un programme de recherche et de développement ambitieux, du recours effectif à des solutions innovantes et aux flexibilités, de la mise en œuvre d'actions prioritaires dans les délais pour favoriser l'innovation de l'ensemble du secteur ou du maintien de la qualité de service. Le TURPE 6 HTA-BT prévoit un renforcement de la régulation incitative d'Enedis à ces fins.

Les bénéfices du programme Linky sont conformes aux attentes

Le déploiement massif du programme Linky qui sera achevé fin 2021 permettra sur la période du TURPE 6 de diminuer les pertes non techniques et les coûts de relève, ainsi que de disposer de nouveaux services et de données bien plus précises sur le fonctionnement du réseau.

Enedis devra concrétiser dans la durée les bénéfices du système de comptage évolué, et restituer aux consommateurs les gains associés en matière de coûts et de qualité de service. Les gains associés au déploiement des compteurs évolués seront dûment restitués aux consommateurs sur la période du TURPE 6 HTA-BT.

Le niveau et la structure du tarif

Enedis a demandé un tarif en hausse sensible, du fait notamment de la hausse des dépenses d'investissements, mais aussi de sa demande en matière de rémunération qui aurait conduit à une hausse significative des charges de capital couvertes par le tarif.

Dans un contexte de crise sanitaire et possiblement de crise économique à venir, la CRE attache la plus haute importance à ce que toute hausse tarifaire soit justifiée par des hausses de coûts inévitables et limitées au strict nécessaire. Les différentes baisses d'impôts prévues seront notamment prises en compte.

En outre, la structure tarifaire adresse aux utilisateurs des réseaux des signaux économiques pour optimiser à moyen terme le coût global du système électrique. Ainsi, la tarification selon les saisons et les heures de la journée contribue à la maîtrise de la pointe de la demande électrique hivernale. A ce titre, l'évolution de la structure introduite par la CRE dans la présente délibération, fondée sur les coûts marginaux de long terme des réseaux et sur la généralisation des tarifs dits à quatre index, améliore ces signaux.

La CRE s'est assurée que les modifications de la structure tarifaire, rendues nécessaires dans le contexte actuel d'évolution rapide du système énergétique, n'engendrent pas de hausses de factures non acceptables. C'est dans cette optique que les évolutions seront lissées sur les 4 ans de la période tarifaire.

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

2.1 Grands principes tarifaires

L'élaboration du TURPE 6 HTA-BT repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, du revenu autorisé d'Enedis et d'une trajectoire prévisionnelle de l'énergie soutirée et injectée ainsi que des puissances souscrites sur le réseau d'Enedis.

Le TURPE 6 HTA-BT fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier d'Enedis et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits préalablement identifiés, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager Enedis à la maîtrise de ses dépenses et à l'amélioration de la qualité du service rendu à ses utilisateurs au travers de mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1^{er} août 2021 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pour la période 2021-2024 sur la base du dossier tarifaire transmis par Enedis et de ses propres analyses. En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le revenu autorisé couvre les coûts d'Enedis dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN) ainsi que des effets des comptes de régularisation :

$$RA = CNE + CCN + CRCP + CRL$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP estimé à la fin du TURPE 5 HTA-BT ;
- CRL : montants inscrits au compte régulé de lissage défini par le cadre de régulation du projet de comptage évolué d'Enedis²³.

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation d'Enedis sont constituées des charges liées au système électrique et des charges nettes d'exploitation (CNE) hors système électrique.

Les charges liées au système électrique comportent : les charges dites de « CART » (Contrat d'Accès au Réseau de Transport : « péage » facturé par RTE à Enedis, en application du TURPE HTB, au titre des soutirages générés sur le réseau de transport par les clients raccordés au réseau de distribution), les charges d'énergie en compensation des pertes générées par les transits sur le réseau de distribution, et enfin les charges liées aux montants facturés par RTE à Enedis au titre du raccordement des postes sources d'Enedis au réseau de transport.

Les charges nettes d'exploitation hors système électrique comprennent les charges brutes d'exploitation (principalement composées de dépenses de personnel, des achats externes, et des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des contributions reçues au titre du raccordement et des recettes liées aux prestations annexes).

2.1.1.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) sont composées de quatre éléments :

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

- les CCN relatives au projet Linky : elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés Linky (ci-après « BAR Linky ») ainsi que les amortissements accélérés liés à la dépose anticipée des compteurs existants. Ces CCN sont déterminées conformément à la délibération de la CRE du 17 juillet 2014, relative au projet Linky²⁴ ;
- les CCN hors Linky : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs) relatives aux postes sources, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1.2.3 ;
- le retraitement au titre de l'intégration des colonnes montantes hors concession à la BAR (hors Linky) prévu au paragraphe 3.1.3.4.

S'agissant des modalités de calcul des CCN hors Linky, la CRE a établi, depuis le TURPE 4 HTA-BT, une méthode de calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), qu'elle adapte pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession. La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 8 octobre 2020 envisager de reconduire cette méthode. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. La CRE maintient les modalités de calcul des CCN hors Linky inchangées pour la période du TURPE 6. Ces dernières correspondent à la somme :

- pour l'ensemble de la base des actifs régulés hors Linky (BAR) :
 - des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
 - d'une « *marge sur actif* », procurant au gestionnaire de réseau une « *marge raisonnable* » dans la mesure où il exploite le réseau concédé à ses risques et périls, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par les concédants.
- pour les « *capitaux propres régulés* », correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (avant impôts) ;
- pour les éventuels emprunts financiers, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôts).

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Modalités de calcul des paramètres de rémunération

La CRE reconduit, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, la méthode retenue pour fixer les paramètres de rémunération des actifs en vigueur dans le TURPE 5 bis HTA-BT qui s'appuie sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), qu'elle a adaptée pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession.

Par ailleurs, la CRE a fait appel à un consultant externe pour réaliser une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse critique des demandes d'Enedis concernant le calcul des charges de capital. La version non confidentielle de cette étude a été publiée sur le site de la CRE dans le cadre de la consultation publique du 8 octobre.

2.1.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR) et des capitaux propres régulés (CPR)

2.1.2.2.1 Evolution de la base d'actifs régulés hors Linky

La BAR hors Linky est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1^{er} janvier de l'année (hors immobilisations Linky, immobilisations financières et immobilisations en cours).

La BAR hors Linky progresse ainsi principalement au rythme des investissements mis en service (y compris remises gratuites d'ouvrages) diminués des sorties d'actifs et des amortissements industriels (hors Linky).

²⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

2.1.2.2.2 Evolution de la base d'actifs régulés Linky

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014²⁵, la BAR Linky correspond à la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet Linky sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2021 (y compris les systèmes d'information et les actifs liés à la pré-généralisation), à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation du projet et des compteurs électroniques classiques.

La BAR Linky progresse ainsi principalement au rythme des investissements Linky mis en service diminués des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements Linky couvertes par le tarif.

2.1.2.2.3 Evolution des capitaux propres régulés (CPR)

Le montant de capitaux propres pris en compte dans le calcul des charges de capital (hors Linky) doit se limiter aux capitaux propres utilisés pour le financement des actifs inclus dans la BAR (hors Linky). Pour ce faire, la CRE a introduit depuis le TURPE 4 HTA-BT la notion de capitaux propres régulés (CPR) permettant de lier, pour les actifs hors Linky, le montant de capitaux propres rémunérés aux seuls investissements effectués par Enedis pour son activité de GRD.

Les CPR sont définis comme la différence au 1^{er} janvier entre la BAR hors Linky et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement reçues et, le cas échéant, des emprunts financiers imputés aux actifs hors Linky²⁶, à laquelle viennent s'ajouter les CPR TURPE 2 au 1^{er} janvier, telles que définies dans l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 28 juin 2018²⁷ et repris dans l'annexe 1 de la présente délibération.

Hors CPR TURPE 2, les CPR progressent ainsi principalement au rythme des investissements mis en service hors remises d'ouvrages et hors Linky, diminués des sorties d'actif du domaine propre, des dotations nettes aux amortissements (hors Linky) et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif, des participations de tiers reçues dans l'année et, le cas échéant, des nouveaux emprunts financiers imputés aux actifs hors Linky.

2.1.2.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans le TURPE 5bis HTA-BT, les immobilisations en cours (c'est-à-dire les dépenses d'investissement engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) n'étaient pas rémunérées.

Dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a interrogé les acteurs de marché sur l'introduction d'une rémunération des IEC à cycle long au coût de la dette. Enedis et son actionnaire sont favorables à la rémunération de l'ensemble des immobilisations en cours au taux des capitaux propres régulés augmenté de la marge sur actif. Ils plaident avec d'autres contributeurs pour ne pas dissocier immobilisations en cours de cycle long et court. A l'inverse, certains répondants estiment que cela reviendrait à facturer aux consommateurs les besoins de financement d'Enedis, sans considération des apports de trésorerie que ces derniers ont pu effectuer.

Pour la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT, en cohérence avec les opérateurs de transport, la CRE retient le dispositif qu'elle avait proposé dans la consultation publique, à savoir une rémunération à la meilleure approximation du coût de la dette d'Enedis, c'est-à-dire le taux de rémunération supplémentaire des éventuels emprunts financiers tel que prévu au paragraphe 3.1.3.1.2. Le détail des immobilisations en cours concernées par ce mécanisme figure au paragraphe 3.1.3.3.

2.1.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cessions d'actifs)

2.1.2.4.1 Traitement des coûts échoués

Dans le cadre des consultations publiques du 1^{er} et 8 octobre 2020 relatives aux TURPE 6 HTB et HTA-BT, la CRE a proposé l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts

²⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤36 kVA.

²⁶ Conformément à la délibération du 17 juillet 2014 sur le cadre de régulation incitative du projet Linky, la dette financière contractée par Enedis est affectée au projet Linky jusqu'à concurrence du taux de dette retenu dans le calcul du taux de rémunération de la BAR Linky.

²⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-HTA-et-BT>)

échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7²⁸ et ATRD6²⁹. Celle-ci est notamment fondée sur une incitation à maîtriser les coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et d'un examen au cas par cas des autres types de coûts échoués.

La majorité des fournisseurs et industriels s'est prononcée en faveur des principes de couverture des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures et leurs actionnaires sont toutefois défavorables à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandent une couverture *via* le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages en particulier à la suite d'aléas climatiques.

La CRE estime toutefois que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance d'Enedis, notamment sa politique d'enfouissement du réseau menant à une part de plus en plus importante d'ouvrages insensibles aux aléas climatiques, lui permettent en outre de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléas climatiques.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, et en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE retient, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, le traitement des coûts échoués suivant :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle (cf. paragraphe 3.1.2) ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par Enedis.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

2.1.2.4.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur vente, de générer une plus-value, parfois importante.

Dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a interrogé les parties prenantes sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. La majorité des acteurs est favorable à la proposition de la CRE de prendre en compte une partie des plus-values réalisées par l'opérateur dans le tarif, considérant que les utilisateurs de réseau ont participé au financement des actifs cédés.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE retient, pour la période du TURPE 6, le traitement des cessions d'actifs immobiliers ou de terrains suivant :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la vente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour Enedis à maximiser ce gain. Enedis conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par Enedis.

2.1.3 Principe du CRCP

Le niveau du TURPE 6 HTA-BT est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes d'Enedis. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. paragraphe 2.3.3).

²⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Téréga (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-grtgaz-et-terega>)

²⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-pereque-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-de-gaz-naturel-de-grdf>)

Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières (bonus ou pénalités) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 1^{er} janvier de chaque année. Il est apuré sur une durée d'un an, du 1^{er} août de l'année *N* au 31 juillet de l'année *N+1* dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce seuil, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante.

Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du taux de rémunération des CPR s'applique au solde du CRCP (soit 1,70 % pour la période du TURPE 6).

En outre, le solde du CRCP prévisionnel en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante et est apuré sur 4 ans. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

La majorité des contributeurs aux consultations publiques du 14 février 2019 et du 8 octobre 2020 s'est exprimé en faveur de la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP dans les mêmes conditions que celles prévalant au cours de la période du TURPE 5 bis HTA-BT.

La CRE décide de maintenir le principe de fonctionnement du CRCP tout en faisant évoluer le périmètre des charges et des produits pris en compte par ce dispositif (*cf.* paragraphe 2.3.3).

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans

Le TURPE 6 HTA-BT s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} août 2021. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2021 à 2024. Il évoluera annuellement, au 1^{er} août de chaque année, selon les modalités décrites au paragraphe 2.2.2 de la présente délibération.

Dans leurs réponses à la consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, les parties prenantes se sont déclarées favorables au maintien de cette durée de 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de performance.

Par ailleurs, le TURPE 6 HTA-BT prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par Enedis. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2023 et 2024) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT se trouve modifié d'au moins 1 %.

Enfin, le TURPE 6 HTA-BT prévoit une clause de rendez-vous relative à la méthode de rémunération d'Enedis. Il pourrait en résulter une modification de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire.

2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE avait décidé que, hors effets liés à l'apurement du CRCP, le tarif de distribution d'électricité évoluerait de 2,71 % le 1^{er} août 2017 puis selon l'inflation le 1^{er} août 2018, 2019 et 2020. Dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a indiqué envisager de procéder à un lissage, sur 4 ans, de l'évolution du TURPE HTA-BT et ce, compte tenu de la nécessité d'assurer l'acceptabilité des hausses tarifaires envisagées. Les acteurs ayant contribué à cette consultation publique sont majoritairement favorables à cette approche.

Par ailleurs, dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a présenté, d'une part, l'évolution moyenne de la grille tarifaire d'Enedis hors paramètre Rf³⁰ en tenant compte d'une hypothèse illustrative de niveau du tarif et, d'autre part, une proposition d'évolution du paramètre Rf. La majorité des contributeurs s'est montrée favorable à l'orientation envisagée par la CRE de faire évoluer le paramètre Rf. Afin de simplifier et d'améliorer la lisibilité du cadre applicable à la gestion des clients en contrat unique, la présente délibération fonde l'évolution du paramètre Rf sur l'évolution de la « composante d'accès au réseau » versée aux fournisseurs par le GRD. La composante d'accès au réseau est prévue par la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT. Comme proposé dans la consultation publique d'octobre 2020, cette

³⁰ Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

contrepartie financière versée par Enedis aux fournisseurs sera modifiée pour évoluer, chaque année à compter du 1^{er} août 2021, de l'inflation.

En conséquence, le TURPE 6 HTA-BT évoluera annuellement, le 1^{er} août de chaque année, selon les principes suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires évolue au 1^{er} août de chaque année N du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 31 juillet de l'année N :

$$Z = IPC + X + K$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
 - IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans la loi de finances de l'année N ;
 - X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à 0,31 % (cf. paragraphe 3.3) ;
 - K est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP ; K est compris entre + 2 % et - 2 % ;
- b) le paramètre R_f évolue en prenant en compte les valeurs et les modalités d'évolution de la composante d'accès au réseau définie par la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du TURPE 6 HTA-BT, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation d'Enedis (ajout, modification ou suppression d'indicateurs, objectifs ou incitations financières).

2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels d'Enedis. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année $N-1$) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart entre le réalisé, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis en annexe 2. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part étant déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période du TURPE 6 HTA-BT sont fixés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération. Les données comptables présentées par Enedis seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par Enedis et sur les charges relatives aux pertes. Les conséquences des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP. Les éventuelles primes ou pénalités liées aux mécanismes de régulation incitative sont également prises en compte *via* le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2021 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du TURPE 6 HTA-BT et sera apuré sur les 4 ans du tarif. La différence entre le solde définitif du CRCP (qui sera fixé après la clôture des comptes 2020 d'Enedis) et le solde prévisionnel pris en compte dans la présente délibération sera apurée au travers de l'évolution tarifaire au 1^{er} août 2022. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération du 28 juin 2018 portant décision sur le TURPE 5 bis HTA-BT³¹.

2.2.4 Calcul du coefficient K en vue de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1^{er} août de l'année N , prend en compte un coefficient K qui vise à apurer, au 31 juillet de l'année $N+1$, le solde du CRCP constaté au 1^{er} janvier de l'année N . Le coefficient K est plafonné à +/- 2 %.

³¹ Délibération de la CRE n°2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-HTA-et-BT>)

Le coefficient k est déterminé chaque année de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite de son plafonnement, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année N défini par la présente délibération, mis à jour de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2021 et le 1^{er} août de l'année N ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année N .

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur des prévisions de nombre de consommateurs, de puissances souscrites et de volumes d'énergie acheminés détaillées dans l'annexe 2 de la présente délibération.

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

2.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation

Le TURPE 5 bis HTA-BT prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe ainsi une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice d'Enedis.

Au vu du bilan positif de cette régulation incitative sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre des consultations publiques du 14 février 2019 et du 8 octobre 2020, la CRE reconduit ce principe pour le TURPE 6 HTA-BT.

Ainsi à l'exception des postes de charges et recettes couverts en tout ou partie au CRCP, présentés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période du TURPE 6 restera à la charge ou au bénéfice d'Enedis.

2.3.1.2 Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de distribution

Les pertes du réseau de distribution d'électricité correspondent à la différence entre l'ensemble des injections sur le réseau de distribution (injections RTE, injections provenant des entreprises locales de distribution (ELD) et injections de la production décentralisée) et l'ensemble des soutirages. Elles sont composées de pertes techniques (effet joule notamment) et de pertes non techniques. Ces dernières sont liées notamment aux fraudes et à des biais de comptage.

Les pertes électriques d'Enedis ont représenté pour la période du TURPE 5 HTA-BT environ 24 TWh par an pour un montant annuel moyen de 1,1 milliard d'euros sur la période. Ce montant représente environ 13 % des charges annuelles d'Enedis, soit 20 % des charges d'exploitation annuelles hors péage RTE. La couverture des pertes d'Enedis constitue donc un enjeu financier important.

Le TURPE 5 HTA-BT avait introduit un mécanisme visant à inciter Enedis à maîtriser le coût d'achat de ses pertes portant, d'une part, sur les volumes de pertes et, d'autre part, sur le prix moyen d'achat des pertes. En effet, bien que certains facteurs, sur lesquels Enedis a peu d'influence, aient un impact sur les pertes électriques et leurs coûts (les conditions climatiques, ou les prix de marché par exemple), la CRE considère qu'Enedis dispose de leviers pour réduire le coût des pertes.

D'une part, Enedis peut optimiser sa stratégie d'achat afin de maîtriser le prix auquel il achète ses pertes. D'autre part, certains leviers peuvent permettre de réduire les volumes : choix d'investissement et de topologie du réseau et utilisation des données Linky pour réduire les pertes non techniques.

Considérant que le mécanisme introduit en TURPE 5 avait permis d'inciter Enedis efficacement à la maîtrise des volumes de pertes et à sa stratégie d'achat, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 8 octobre 2020 de reconduire ce mécanisme en le faisant évoluer à la marge. Les acteurs se sont montrés en majorité favorables aux propositions de la CRE.

Le TURPE 6 HTA-BT reconduit les principes du mécanisme d'incitation à la maîtrise des charges relatives à la compensation des pertes définies par le TURPE 5 HTA-BT ainsi que le plafond associé, tout en faisant évoluer les définitions des volumes et prix de référence :

- pour chaque année de la période du TURPE 6 HTA-BT, un montant annuel de référence des pertes est déterminé ex post à partir d'un volume de référence et d'un coût moyen de référence. Le volume de référence est établi sur la base des principes énoncés ci-dessous, prenant en compte les quantités effectivement injectées sur les réseaux. Le coût moyen de référence est établi à partir des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini ;

- l'écart entre ce montant annuel de référence et les charges réelles d'Enedis pour le poste d'achat des pertes est couvert à 80 %. Les 20 % restant constituent donc un gain, respectivement une perte, pour Enedis en cas de charges réelles inférieures, respectivement supérieures, au montant annuel de référence. Le gain ou la perte annuel potentiel pour Enedis est plafonné à 40 M€/an.
- les modalités de calcul, et leurs évolutions, du volume et du prix de référence de la régulation incitative des pertes sont présentées ci-après et détaillées dans une annexe confidentielle (annexe 3).

2.3.1.2.1 Régulation incitative sur le volume des pertes

Pour la période du TURPE 5, le volume de référence était déterminé par application d'un polynôme de pertes. La période du TURPE 6 correspondant à la période de concrétisation des gains associés à Linky sur les pertes, la CRE a proposé de faire évoluer la détermination de ce volume de référence en distinguant pertes techniques et pertes non techniques. Les acteurs se sont montrés globalement favorables à cette évolution. Enedis demande cependant que le volume de référence pour les pertes techniques puisse être remis à jour en cours de période. D'autres acteurs considèrent que les objectifs de réduction du volume de pertes non techniques pourraient être augmentés, pour correspondre au niveau de gains anticipé en 2014, lors de la définition du cadre de régulation spécifique de ce projet (fondé sur le business plan Linky, dit BP Linky 2014).

La présente délibération définit le volume de référence global pour les pertes d'Enedis comme la somme, d'un volume de référence pour les pertes non techniques (PNT, environ 45% des pertes totales) et d'un autre pour les pertes techniques (environ 55% des pertes totales). Ce volume de référence est applicable dès 2021.

Volume de référence sur les PNT

Afin notamment d'être en mesure d'identifier et de suivre spécifiquement les gains associés à Linky, la CRE met en place un taux de référence, appliqué à la consommation brute sur le réseau d'Enedis, permettant de définir le volume de référence pour les PNT.

Pour ce taux de référence, la CRE retient les valeurs suivantes, calculées à partir des trajectoires de PNT fournies par Enedis.

Tableau 1 : Trajectoire de taux de référence de PNT retenue pour la période du TURPE 6 HTA-BT

	2021	2022	2023	2024
Taux de pertes de référence retenu	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%
Volume de PNT résultant indicatif (TWh)	10,9	10,3	9,8	9,4

Ces trajectoires permettent bien d'atteindre à terme la cible initiale d'une baisse de 3 TWh des PNT depuis le début du déploiement de Linky, telle que prévue dans le BP Linky 2014. Par ailleurs, il convient de noter que le BP Linky 2014 ne tenait pas compte de délais incompressibles pour pouvoir agir sur le volume de pertes non techniques après leur détection. La CRE considère donc que la trajectoire de réduction prévue par Enedis est pertinente et la retient dans sa trajectoire de taux de référence sur la période du TURPE 6.

Volume de référence pour les pertes techniques

Pour le volume de référence sur les pertes techniques, la CRE conserve une formule de type polynomiale qui correspond au modèle 2020 d'Enedis pour les pertes techniques. Ce polynôme, défini dans l'annexe 3 de la présente délibération, n'ayant pas vocation à évoluer fréquemment, la CRE n'estime pas nécessaire de prévoir son évolution en cours de période.

2.3.1.2.2 Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes

Le principe du dispositif mis en place par la CRE reste identique à celui établi pour la période du TURPE 5 HTA-BT, à savoir une stratégie de couverture progressive du risque prix, en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité.

Toutefois, les modalités d'achat des garanties de capacité dans la stratégie de référence évoluent pour le TURPE 6 HTA-BT, afin de mieux tenir compte des enchères réelles ayant lieu sur le marché de la capacité, en prix et en fréquence.

En outre, les risques inhérents à l'activité de couverture des pertes par les gestionnaires de réseau (par exemple, frais de transaction, effets d'une liquidité imparfaite du marché) étaient intégrés dans le modèle du TURPE 5 HTA-BT au travers d'une majoration s'appliquant au prix de référence calculé par le modèle. Cette majoration est réévaluée pour la période du TURPE 6 afin de tenir compte de l'évolution de ces risques.

La méthodologie de calcul du prix de référence est détaillée dans une annexe confidentielle à la présente délibération (annexe 3).

2.3.2 Régulation incitative des investissements

2.3.2.1 Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

Le TURPE 5 a introduit une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de distribution d'Enedis, afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements d'Enedis dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, et la sécurité de son réseau.

Dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a présenté un bilan de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement du TURPE 5. La CRE proposait, au regard de ce retour d'expérience positif :

- de reconduire le dispositif en élargissant le périmètre d'incitation aux postes HTA/BT dits « préfabriqués » ;
- d'aménager les paramètres d'indexation annuelle du modèle de calcul des coûts de référence ;
- de porter une attention particulière aux opérations de type branchements de producteurs et de type surplus sur installation existante (autoconsommation), qui ne requièrent qu'une simple opération sur compteur.

La grande majorité des contributeurs à la consultation publique s'est montrée favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées par la CRE. Certains acteurs ont exprimé des réserves vis-à-vis de la méthode utilisée, en particulier concernant le découpage en quatre zones de densité de population qu'ils estiment trop sommaire.

La CRE estime que l'utilisation des « zones émeraudes » (classification de chaque type d'investissement en quatre zones de densité de population : communes rurales, petites agglomérations, grandes agglomérations et grandes villes) permet de ne pas démultiplier les catégories d'investissements incitées tout en modélisant suffisamment finement le coût des ouvrages.

2.3.2.1.1 Rappel et bilan du dispositif dans le TURPE 5

Le mécanisme, mis en place dans le TURPE 5, porte sur la plus grande partie des investissements de réseaux d'Enedis. Il a concerné environ 1 341 M€ d'investissement en 2017 sur un total de 3 767 M€ toutes catégories confondues, 1 275 M€ pour 2018 et 1 308 M€ en 2019 (ces deux derniers montants étant provisoires). Les investissements d'Enedis concernés par ce mécanisme sont répartis en 20 catégories.

Le mécanisme s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par Enedis, prenant en compte :

- leurs caractéristiques techniques : les ouvrages sont ainsi regroupés en 20 catégories (5 types d'ouvrages différents sur 4 zones géographiques pour prendre en compte les spécificités techniques induites par certaines caractéristiques locales telles que la densité de population) ;
- une évolution tendancielle des coûts au cours du temps : les coûts unitaires cibles de chaque année de la période tarifaire ont été déterminés sur la base (i) d'un panier pertinent d'indices de référence, de façon à exclure les effets exogènes et à ainsi évaluer uniquement la performance d'Enedis, (ii) de facteurs d'évolution spécifiques (anticipation d'évolution réglementaire affectant le niveau des coûts unitaires par exemple) et (iii) d'un objectif de productivité.

Pour chaque année, la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages est évaluée. Le coût total théorique est calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau :

- les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) d'Enedis à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc couvertes sur la base des

dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final couvre, sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif, la performance de l'opérateur *via* des CCN moindres ou supérieures ;

- il est ensuite appliqué, *via* le CRCP, un bonus ou une pénalité, équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a donc pour effet d'inciter Enedis à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés. Cette incitation annuelle est plafonnée à +/- 30 M€ par an.

La délibération TURPE 5 prévoyait, au sein de chacune des 20 catégories d'ouvrages ciblés, une modélisation de chaque coût d'investissement par :

- une part fixe (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- le cas échéant (pour les investissements hors branchements), une part variable en fonction de la longueur de la canalisation (ligne aérienne ou souterraine) concernée ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires (identique pour toutes les catégories d'ouvrages, et évoluant chaque année).

Les valeurs de ces paramètres ont été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2012 et 2014 pour les ouvrages hors branchements, et entre 2012 et 2015 pour les branchements.

La CRE a présenté dans sa consultation publique du 8 octobre 2020 un bilan de cette régulation sur les 2 premiers exercices (2017 et 2018 provisoire). Les analyses menées par la CRE ainsi que le retour d'un acteur à la consultation publique ont permis d'identifier que la performance d'Enedis avait été surévaluée, compte tenu de l'intégration, dans le calcul des coûts unitaires réalisés, des branchements de type « surplus sur installation existante ». Or la majorité de ces affaires, relatives à des opérations d'autoconsommation, n'entraînent pas de travaux (uniquement une intervention sur compteur, ne donnant pas lieu à une immobilisation) et ne peuvent être considérées comme des investissements. Leur intégration dans le périmètre de la régulation incitative pour les années 2017 et 2018 a eu pour effet de diminuer artificiellement les coûts unitaires attribués au segment « branchements producteurs ≤ 36 kVA », générant un bonus injustifié de 5,5 M€ que la CRE rendra aux utilisateurs lors du calcul du solde du CRCP définitif de la période du TURPE 5.

Après ce retraitement, Enedis a battu au global la trajectoire de référence sur le périmètre des investissements incités, de 2,8 % en 2017 et 5,7 % en 2018, soit une surperformance moyenne globale de 4,2 %. Le consommateur final bénéficiera, au travers de CCN moindres sur la durée de vie des actifs, d'un gain de l'ordre de 114 M€₂₀₁₉ par rapport à la trajectoire de référence.

2.3.2.1.2 Adaptation du dispositif pour la période du TURPE 6

Pour la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT, la CRE reconduit ce mécanisme. Afin que les utilisateurs du réseau bénéficient des performances atteintes pendant le TURPE 5, le niveau de référence pour chacune des 20 catégories identifiées en TURPE 5 est recalé sur la base des données des années 2016 à 2019.

En particulier, concernant le segment relatif aux branchements des producteurs, la CRE fixe le niveau des coûts de référence en excluant les branchements en autoconsommation ne donnant pas lieu à une immobilisation.

Par ailleurs, la CRE intègre, dans le périmètre de régulation incitative, les postes HTA/BT préfabriqués et dont les coûts unitaires de référence sont déterminés à partir des coûts des investissements mis en service sur la période 2016 - 2019.

S'agissant des paramètres d'indexation annuelle des coûts de référence, la CRE avait indiqué travailler à une simplification des facteurs d'évolution spécifiques. Les acteurs se sont montrés globalement favorables à cette évolution. Néanmoins, Enedis estime qu'il convient d'isoler les éventuels surcoûts liés à la réglementation amiante et demande que ces surcoûts soient neutralisés lors des calculs de la régulation incitative sur la période du TURPE 6.

L'analyse de l'évolution des coûts unitaires pendant la période du TURPE 5 a montré que l'anticipation de surcoûts liés à d'éventuelles évolutions de la réglementation était particulièrement difficile compte tenu du manque de visibilité. Par ailleurs, il appartient à Enedis de dégager de la productivité, en réorganisant ses processus ou en négociant au mieux les contrats avec ses prestataires, pour compenser au mieux ces éventuels surcoûts. Par conséquent, pour la période tarifaire du TURPE 6, et en cohérence avec les facteurs d'évolution retenus pour GRDF dans le tarif ATRD 6, la CRE adapte le mécanisme de régulation incitative en ne tenant plus compte de facteurs d'évolution spécifiques dans la détermination des coûts unitaires de référence. En revanche, la CRE maintient l'utilisation d'un panier d'indices de référence afin que ces coûts reflètent au mieux les conditions économiques de la période.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2021-2024 sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération (annexe 4).

2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

La CRE a introduit, dans le TURPE 5 HTA-BT, un mécanisme incitant Enedis à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information (SI).

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissement et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent Enedis à optimiser globalement l'ensemble de ses charges sur ces trois postes. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, une trajectoire d'évolution des charges de capital estimées pour ce type d'investissement, qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par Enedis pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

S'agissant du périmètre des investissements concernés par le mécanisme de régulation incitative, le contexte lié au déploiement de Linky avait conduit, au moment du TURPE 5, à exclure du périmètre de cette régulation environ 50 % des investissements SI d'Enedis. Ces dépenses non incitées ont donc été prises en compte intégralement via le CRCP.

Dans sa demande tarifaire, Enedis demande qu'une partie de ses nouveaux projets d'investissements SI (liés notamment à la cybersécurité, la publication de données, la numérisation du réseau, les évolutions réglementaires, les *smart grids*, ou encore la refonte des SI obsolètes, et représentant environ 80 % des investissements SI d'Enedis) soient exclus du périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux » car présentant un niveau de risque ou d'incertitude qui justifie leur couverture via le CRCP.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 8 octobre 2020, la CRE a proposé de reconduire le mécanisme de régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors réseaux », considérant que le retour d'expérience sur son efficacité était encore trop limité pour pouvoir tirer des conclusions fiables. Concernant le périmètre des investissements SI à exclure du mécanisme de régulation incitative, la CRE a proposé que, sauf justification détaillée de la pertinence d'une couverture via le CRCP des coûts associés à un projet spécifique, la règle reste l'inclusion des investissements SI dans le périmètre de la régulation incitative. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques s'est exprimée en faveur du dispositif envisagé par la CRE. Les réserves exprimées ont notamment porté sur la possibilité de laisser une marge de manœuvre à Enedis en excluant une partie de ses investissements SI du périmètre de la régulation incitative.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit pour le TURPE 6 HTA-BT le mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements « hors réseaux » décrit ci-dessus. En particulier, s'agissant des dépenses d'investissement SI, la CRE considère qu'il s'agit de charges globalement maîtrisables par les opérateurs, et arbitrables avec les charges d'exploitation, et qu'il convient donc, en règle générale, de les maintenir dans le périmètre de l'incitation.

Néanmoins, Enedis a fourni des justifications concernant les incertitudes qui pèsent, à ce stade, sur les charges associées à certains projets SI. La CRE estime notamment qu'au regard des enjeux croissants de cybersécurité et de numérisation des activités de l'opérateur, il est pertinent d'exclure certains de ses investissements SI du périmètre de la régulation incitative. Ces investissements qui ne seront pas incités, présentés en annexe 5, représentent 18 % des investissements SI d'Enedis.

Pendant la période du TURPE 6 HTA-BT, les charges de capital pour les actifs dits « hors réseaux » incités seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la présente délibération. En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements « hors réseaux » soumis à cette régulation incitative pour Enedis est de 310,0 M€ par an en moyenne, soit environ 7,8 % du total des investissements prévus dans la trajectoire de l'opérateur pour le TURPE 6 HTA-BT.

2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes sur toute la période couverte par ces tarifs.

Comme indiqué au paragraphe 2.1.3 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, d'une part, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, d'autre part.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a rappelé les principes concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits dans les tarifs d'infrastructures. Ainsi, l'intégration d'un poste au CRCP est notamment appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Sur ce fondement, la CRE a proposé le périmètre du CRCP à retenir pour le TURPE 6 HTA-BT dans la consultation publique du 8 octobre 2020. Les participants à la consultation sont partagés sur les propositions de la CRE. Une partie des acteurs est notamment défavorable au retrait des redevances de concessions et des charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) du périmètre du CRCP. Ces acteurs indiquent que ces postes ne sont pas prévisibles ni maîtrisables par Enedis.

Au regard des réponses des acteurs à la consultation publique, la CRE fait évoluer la prise en compte des redevances de concessions et des charges relatives aux contributions d'Enedis au FPE dans le CRCP.

S'agissant du rythme de renouvellement des contrats de concession, plusieurs répondants à la consultation publique ont indiqué qu'ils n'étaient pas favorables à l'approche de la CRE de sortir ce poste du périmètre du CRCP, arguant notamment du fait qu'Enedis pourrait alors être incité à réduire le rythme de renouvellement de ses contrats. En conséquence, afin d'éviter ce biais, la trajectoire sur laquelle Enedis sera effectivement incité sera recalculée *ex post* sur la base du nombre de contrats effectivement renouvelés, en comparaison avec la trajectoire de renouvellement anticipée par Enedis dans le cadre de son dossier tarifaire.

S'agissant du FPE, les contributions d'Enedis au FPE sont calculées par deux méthodes distinctes, la méthode forfaitaire et la méthode par analyse des comptes. Les charges relatives à la méthode forfaitaire sont prévisibles depuis la résolution des contentieux en lien avec cette méthode, un exercice de remise à plat des formules et des coefficients ayant été mené courant 2019. Au contraire, les dotations calculées par la méthode par analyse des comptes ne sont pas prévisibles à ce stade, l'exercice d'analyse par la CRE étant prévu courant 2021. Ainsi, seule la partie de la contribution d'Enedis au FPE issue de la méthode fondée sur l'analyse des comptes de certains GRD est intégrée dans le périmètre du CRCP.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour le TURPE 6, de façon inchangée par rapport au TURPE 5, sont les suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :
 - les charges de capital supportées par Enedis, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
 - les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport, prises en compte à 100 % ;
 - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. paragraphe 2.3.1.2) ;
 - Les charges relatives aux impayés correspondant au TURPE, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1^{er} janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n° 2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100 % ;
 - les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 2.5.1) ;

- les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*), pris en compte à 100 % ;
- les postes de recettes et assimilés :
 - les recettes tarifaires d'Enedis, prises en compte à 100 % ;
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;
 - les montants déterminés par la CRE au titre de la prise en compte des recettes issues de contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué, prises en compte à 100 %.
- les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative :
 - l'incitation relative aux pertes sur le réseau de distribution (cf. paragraphe 2.3.1.2) ;
 - des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (cf. paragraphe 2.3.2.1) ;
 - spécifique au projet de comptage évolué Linky, conformément aux délibérations de la CRE du 17 juillet 2014³² et du 23 janvier 2020³³ ;
 - de la qualité de service et de la continuité d'alimentation (cf. paragraphe 2.4), pour tous les indicateurs concernés³⁴.

La CRE étend le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. paragraphe 2.1.2.2.2), prises en compte à 80 % (cela signifie qu'Enedis aura une incitation sur ce poste à hauteur de 20 %) ;
- les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités : le niveau de ces charges est trop difficilement prévisible à ce jour pour qu'il soit pertinent de fixer une trajectoire pour ce poste. Dans le cas où le recours à une flexibilité se substitue à un investissement dans le réseau, ce choix permet par ailleurs d'aligner l'incitation envoyée à Enedis (les charges de capital étant intégrées à 100 % au CRCP) ;
- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative sur la qualité de mise à disposition des données (cf. paragraphe 2.5.3) ;
- les éventuelles pénalités générées par la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (cf. paragraphe 2.5.4) ;
- les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques dépassant une trajectoire de référence, selon les modalités décrites au paragraphe 3.1.2.3.2, en lien avec le non-renouvellement par Enedis de son contrat de couverture assurance tempête à partir de 2021.

De plus, la CRE modifie les modalités de couverture des postes suivants qui étaient pris en compte à 100% au CRCP dans le TURPE 5 HTA-BT :

- concernant les charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), uniquement la partie de ces charges qui résulte de l'analyse des comptes par la CRE des GRD en ayant fait la demande reste éligible au CRCP. La partie de ces charges résultant de l'application de la méthode forfaitaire n'est plus éligible au CRCP ;
- les charges relatives aux redevances de concession conformément aux modalités précisées précédemment ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies) ne sont éligibles qu'au cas par cas, en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues au paragraphe 2.1.2.2.1.

³² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

³³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2020-013 du 23 janvier 2020 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2020-2021

³⁴ Hormis les indicateurs « rendez-vous planifiés non respectés par Enedis » et « nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur » pour lesquels les pénalités sont versées directement aux consommateurs par Enedis

2.4 Régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation

2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service d'Enedis a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité. Elle constitue un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux.

Dans ses consultations publiques des 19 octobre 2019 et du 8 octobre 2020, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009. La CRE y relevait que la qualité de service des opérateurs s'était améliorée dans les domaines d'importance particulière pour les utilisateurs des réseaux, même si certaines attentes des acteurs ne sont pas satisfaites, en particulier en matière de raccordement.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé ce bilan positif et approuvé la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service.

2.4.1.1 Rappel et bilan du dispositif de la régulation incitative dans le TURPE 5

Pour la période du TURPE 5, la qualité de service d'Enedis était pilotée au moyen de 12 indicateurs incités financièrement (dont 2 indicateurs pour lesquels la pénalité est versée directement à l'utilisateur). 29 autres indicateurs sont suivis et publiés par Enedis, mais sans incitation financière. A ces indicateurs s'ajoutent les indicateurs de suivi de la qualité de service spécifiques au projet de comptage évolué Linky, soit 8 indicateurs incités financièrement, et 9 autres suivis, mais non incités.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'Enedis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou pénalités. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Enedis élabore et publie sur son site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance.

Depuis l'introduction d'une régulation de la qualité de service en 2009, Enedis a atteint, sur la majorité des thématiques suivies, un niveau de performance en ligne avec les objectifs fixés et en amélioration quasi constante. En particulier, la CRE note les points suivants :

- une bonne performance d'Enedis sur les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (« énergie calée et normalisée en Recotemp » et « écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis ») et sur le taux de mise en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client ;
- le maintien d'un haut niveau de performance sur le taux de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaire et sur le taux de disponibilité du portail fournisseur.

Cette performance globale a permis à Enedis, sur la période du TURPE 5 HTA-BT, de bénéficier d'un bonus global de 3,4 M€. Ces résultats sont dans la continuité des performances réalisées par Enedis depuis 2009. Enedis ayant bénéficié de bonus tous les ans, à l'exception de 2019. En 2019, Enedis a supporté une pénalité globale de 146 k€, principalement dû à une mauvaise performance sur les indicateurs relatifs aux réponses aux réclamations dans les 15 jours (pénalité de 1,1 M€), ainsi qu'au taux d'index relevés et autorelevés par semestre (pénalité de 0,7 M€).

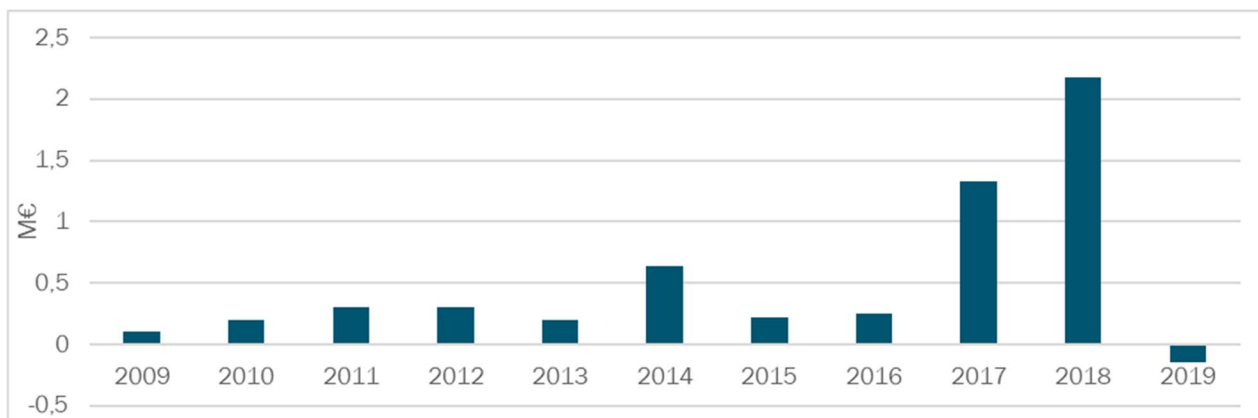


Figure 1 : Volumes financiers associés à la régulation incitative de la qualité de service (hors Linky) d'Enedis

Toutefois, malgré cette bonne performance globale, la performance d'Enedis n'est pas satisfaisante sur deux thématiques : le raccordement et le traitement des réclamations. Sur la période du TURPE 5, la CRE note en particulier :

- une performance non satisfaisante sur les raccordements : les délais moyens de raccordement s'allongent et la performance sur les indicateurs incités est instable ;
- une dégradation de l'indicateur « taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires ».

2.4.1.2 Adaptation du dispositif pour la période tarifaire TURPE 6

Globalement, sur les dernières périodes tarifaires, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service a permis d'améliorer les performances d'Enedis dans les domaines ciblés. Pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent néanmoins évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

A ce titre, et dans la continuité des orientations envisagées dans la consultation publique du 17 octobre 2019, la CRE a proposé dans la consultation publique du 8 octobre 2020 de reconduire la régulation incitative de la qualité de service en l'adaptant légèrement sur la base du retour d'expérience et des besoins des utilisateurs du réseau.

Les indicateurs de qualité de service retenus pour la période du TURPE 6 ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 6 de la présente délibération.

2.4.1.2.1 Simplification du dispositif

La CRE a proposé dans sa consultation publique :

- pour les indicateurs incités : le basculement vers un suivi sans incitation dans le cas où l'incitation ne semble plus pertinente (c'est notamment le cas de 3 indicateurs devenus obsolètes avec le déploiement de Linky, mais dont le suivi reste nécessaire pour les quelques clients non équipés de Linky à l'horizon de la fin du TURPE 6) ;
- pour les indicateurs suivis : par souci de lisibilité, la fusion de certains indicateurs suivis sans altérer la qualité de l'information transmise par Enedis ;

A l'exception d'un acteur qui émet des réserves quant à la suppression de l'incitation de l'indicateur relatif à la mise en service (MES), la majorité des acteurs est favorable à ces propositions.

La CRE retient les simplifications envisagées dans la consultation publique.

Les anciens indicateurs incités suivants, détaillés dans l'annexe 6, basculent dans la liste des indicateurs suivis uniquement, de sorte que le niveau de performance d'Enedis sera toujours mesuré :

- le taux de mise en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client ;
- le taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre ;
- le taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA ;

2.4.1.2.2 Renforcement du dispositif

Mise en place d'une régulation asymétrique

La CRE a proposé, pour les deux indicateurs dont la qualité s'est améliorée pendant la période du TURPE 5 et dont le niveau de performance est désormais considéré comme satisfaisant (délai de transmission à RTE des courbes de mesures, taux de disponibilité du portail fournisseur/tiers), d'introduire des incitations asymétriques en supprimant le bonus et en maintenant la pénalité.

La majorité des acteurs de marché s'est montrée favorable à cette orientation. En revanche, certains gestionnaires de réseaux sont opposés à l'introduction d'incitations asymétriques qui pourraient aboutir à une régulation « punitive ».

La CRE considère au contraire que l'introduction de ce type d'incitation est pertinente au vu de l'historique des bonus générés par les deux indicateurs identifiés. Les incitations asymétriques permettent, en effet, de maintenir au niveau atteint, lorsqu'il est jugé satisfaisant, l'incitation à la performance d'Enedis tout en évitant les effets d'aubaine pour les opérateurs.

Pour la période du TURPE 6, la CRE introduit une régulation asymétrique sur les indicateurs suivants, détaillés dans l'annexe 6 :

- taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers ;
- délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre.

Délais de raccordement

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de renforcer la régulation sur les délais de raccordement, avec la substitution de l'indicateur actuellement incité relatif au respect de la date convenue avec le client dans une affaire de raccordement, par une incitation sur le délai moyen de réalisation des raccordements

La majorité des contributeurs est favorable à l'orientation de la CRE. Certains acteurs ont néanmoins fait part de leur étonnement vis-à-vis du niveau des objectifs proposés par la CRE, jugés insuffisants au regard de l'engagement communiqué par Enedis dans son Projet Industriel et Humain qui consiste à diviser par deux les délais de raccordement à horizon 2025.

Les objectifs de délais de raccordement pour chaque segment présentés en consultation publique suivent une trajectoire régulière à la baisse afin d'atteindre, à fin de la période du TURPE 6, un niveau cohérent avec les délais observés en 2015-2016 et atteignable par Enedis sur la période du TURPE 6. Ces trajectoires proposent une baisse moyenne de près de 20 % du délai moyen de raccordement à la fin de la période du TURPE 6 par rapport au réalisé de l'année 2019.

La CRE considère que compte tenu des ambitions présentées par Enedis postérieurement à la consultation publique, il est pertinent de renforcer le niveau des objectifs. Toutefois, la régulation incitative ne doit pas pénaliser la démarche d'Enedis mais elle doit au contraire permettre d'encourager l'atteinte de cet objectif dans le but d'une amélioration importante de la qualité de service.

En conséquence, la CRE décide de renforcer les trajectoires d'objectifs de telle sorte que celles-ci atteignent une baisse moyenne du délai de raccordement de près de 30 % à la fin de la période du TURPE 6 par rapport à 2019.

Par ailleurs, durant la poursuite des échanges avec Enedis, la CRE a constaté que les affaires de type « Grand Producteur » sur les domaines de tension BT > 36 kVA et HTA n'étaient pas intégrées dans le périmètre de l'indicateur calculé par Enedis.

La CRE estime que ces affaires doivent entrer dans le périmètre de l'indicateur, celles-ci faisant déjà l'objet d'une incitation financière dans le cadre de régulation sous TURPE 5.

Ainsi, la CRE décide d'intégrer, dans le périmètre de l'indicateur incité financièrement « Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement », le segment « producteurs BT > 36 kVA et HTA ». et d'en fixer la trajectoire d'objectifs selon les mêmes principes que celles des autres segments, rappelés ci-dessus.

Enfin, un acteur émet une réserve quant à l'utilisation de la date d'émission de la facture comme jalon signifiant la fin du délai de réalisation du raccordement.

Initialement, la CRE souhaitait encadrer la procédure de raccordement de l'accord du client sur le devis de raccordement jusqu'à la fin des travaux de raccordement, ces jalons délimitant une phase comportant l'ensemble des actions relevant de la responsabilité première d'Enedis. Néanmoins, à ce stade, la date de fin des travaux n'est pas systématiquement renseignée par Enedis dans le SI de gestion des travaux.

Par conséquent, la présente délibération :

- introduit un indicateur incité financièrement basé sur un délai moyen de réalisation du raccordement et non plus sur le respect d'un délai fixé initialement par Enedis, dont les modalités de calcul et d'incitation sont présentées en annexe 6 ;
- introduit le suivi d'un indicateur équivalent pour les raccordements provisoires, qui ne faisaient pas l'objet d'un suivi dans le TURPE 5, avec comme perspective de l'inciter lors de la prochaine période tarifaire ;
- demande à Enedis d'améliorer la saisie de l'ensemble des étapes de raccordement afin de pouvoir les utiliser lors de la prochaine période tarifaire.

Traitement des réclamations

Dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a proposé, pour la période du TURPE 6, de renforcer l'incitation d'Enedis à améliorer le traitement des réclamations qu'il reçoit, et notamment la qualité des réponses aux réclamations à travers la proposition d'inciter financièrement l'indicateur « taux de réclamations multiples filtré ».

Par ailleurs, sur cette même thématique, la CRE a proposé de supprimer l'indicateur relatif au nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs.

L'ensemble des contributeurs qui se sont exprimés sur cette thématique sont favorables à la proposition de la CRE. Toutefois, plusieurs acteurs s'interrogent sur la pertinence de supprimer l'indicateur sur le nombre de réclamations reçues directement par Enedis, estimant notamment que celui-ci reflète bien la qualité des canaux de transmission mis en place par Enedis à destination des utilisateurs.

La CRE estime que, dans la mesure où par le biais d'autres indicateurs suivis, Enedis fournit déjà les volumes mensuels de réclamations qu'il reçoit (provenant du fournisseur ou de l'utilisateur), cet indicateur apporte peu d'informations utiles.

Au regard de ces éléments, la CRE décide :

- d'inciter financièrement l'indicateur « taux de réclamations multiples filtré », selon les modalités décrites en annexe 6 ;
- de suivre l'indicateur « taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateur » en lieu et place de l'indicateur relatif au suivi de réponses aux réclamations dans un délai supérieur à 60 jours » ;
- en accord avec le Médiateur National de l'Energie (MNE), de suivre le nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant l'activité d'Enedis ;
- de supprimer les indicateurs « nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs ».

Relation fournisseurs

Dans sa consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a proposé, pour la période du TURPE 6 d'inciter financièrement deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne spécialisée fournisseurs.

La quasi-totalité des acteurs est favorable à l'orientation de la CRE. Certains acteurs estiment néanmoins que la trajectoire d'objectif de l'indicateur relatif à l'accessibilité de la ligne spécialisée fournisseurs (aussi appelée « ligne affaires urgentes ») est trop ambitieuse au regard des standards des centres d'appels.

Sur la période du TURPE 5, l'indicateur relatif à l'accessibilité de la ligne spécialisée fournisseurs est resté stable (environ 93%). La CRE estime que le niveau actuel doit s'améliorer compte tenu notamment du caractère urgent de cette ligne. Par ailleurs, cette ligne étant interentreprises, la CRE estime qu'Enedis est moins exposé aux appels indus que les centres d'appels en lien direct avec les utilisateurs. Ainsi, la CRE considère que la trajectoire d'objectifs présentée dans la consultation publique (objectif fixé à 96,5 % en 2024) est pertinente.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, pour la période du TURPE 6, la CRE décide :

- d'inciter financièrement les indicateurs « taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs » et « taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes », selon les modalités décrites en annexe 6 ;
- de supprimer le suivi de l'indicateur actuellement suivi relatif au temps d'attente inférieur à 120 secondes.

Autres adaptations

Dans sa consultation publique, la CRE a également proposé :

- l'introduction de deux indicateurs suivis permettant de mesurer la qualité perçue par les utilisateurs des opérations de raccordement, d'une part, et des prestations hors raccordement, d'autre part ;
- l'introduction d'un indicateur de suivi de la performance de la prévision des pertes, fondé sur l'écart entre les pertes prévisionnelles et les pertes réalisées en anticipation du passage au système cible avec un modèle de pertes par bouclage et l'évolution des modalités de calculs et d'incitation de l'indicateur relatif à l'Energie Non Affectée (ENA).

La majorité des acteurs s'y sont montrés favorables. La CRE retient donc ces propositions pour la période du TURPE 6.

2.4.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs. La CRE a mis en place, dès le TURPE 3, des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation, et, plus spécifiquement, sur la durée moyenne de coupure. La régulation incitative de la continuité d'alimentation vise à garantir que les gains de productivité réalisés par Enedis n'ont pas pour contrepartie une baisse de la continuité d'alimentation.

La continuité d'alimentation d'Enedis est suivie au moyen d'indicateurs, qui peuvent faire l'objet d'une incitation financière ou d'un simple suivi. Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'Enedis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou pénalités, qui sont plafonnés.

Pendant la période du TURPE 5, la continuité d'alimentation d'Enedis était suivie au moyen de 5 indicateurs incités financièrement :

- durée moyenne de coupure en BT (critère B) ;
- durée moyenne de coupure en HTA (critère M) ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA) ;
- indemnités pour coupures longues.

2.4.2.1 Durée et fréquence moyennes annuelles de coupure

2.4.2.1.1 Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Pour la période du TURPE 6, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, de prioriser la fiabilisation du critère B via une automatisation progressive de son calcul, en tenant compte notamment des données Linky. Les acteurs partagent globalement cet objectif. Certains acteurs demandent cependant une accélération du calendrier d'implémentation de la nouvelle méthode de calcul.

La CRE maintient, pour la période du TURPE 6, l'incitation financière de l'indicateur de durée moyenne de coupure en BT, en stabilisant l'objectif au niveau fixé pour la dernière année du TURPE 5 (soit 62 min). Les modalités de calcul et d'incitation de cet indicateur restent les mêmes que pour la période du TURPE 5 et sont détaillées dans l'annexe 7.

Parallèlement, la CRE fixe à Enedis un calendrier engageant pour l'automatisation du calcul du critère B. Le calendrier proposé en consultation publique vise une automatisation avant la fin de la période du TURPE 6, ce qui permettra d'utiliser la nouvelle méthodologie de calcul pour la période du TURPE 7. Ainsi, la CRE demande à Enedis de respecter le calendrier suivant pour la mise en place de la nouvelle méthodologie de calcul du critère B :

- 2020 : cadrage des règles de collecte et de contrôle des données Linky pour leur intégration dans le calcul du critère B ;
- 2021 : 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 ;
- 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 ;
- 2022 : utilisation des données pour les points C4 équipés de compteurs communicants ;
- fin 2024 : mise en place d'un processus de calcul automatique du critère B avec utilisation des données des compteurs Linky.

2.4.2.1.2 Autres indicateurs incités de la continuité d'alimentation

S'agissant des critères M, F-BT et F-HTA, la CRE a proposé dans sa consultation publique de poursuivre la progression des objectifs en appliquant la méthode utilisée lors du TURPE 5. Les acteurs y sont globalement favorables. Cependant, Enedis demande que la pente de la trajectoire proposée pour les objectifs soit adoucie pour refléter sa capacité réelle d'amélioration.

Dès lors, la CRE reconduit pour la période du TURPE 6 les 3 autres indicateurs incités de mesure de la continuité d'alimentation :

- durée moyenne de coupure en HTA (critère M) ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA).

Les modalités de calcul et d'incitation de ces indicateurs restent les mêmes que pour la période du TURPE 5 et sont détaillées dans l'annexe 7.

Au regard de l'analyse des performances atteintes au cours des années antérieures, les objectifs fixés à Enedis sont les suivants :

Tableau 2 : Objectifs fixés à Enedis pour les indicateurs critère M, critère F-BT et critère F-HTA

Unité	2021	2022	2023	2024
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA (critère M)	42,1 minutes	41,8 minutes	41,5 minutes	41,2 minutes
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT (critère F-BT)	1,72 coupure	1,60 coupure	1,47 coupure	1,34 coupure
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA (critère F-HTA)	1,87 coupure	1,73 coupure	1,58 coupure	1,43 coupure

Afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/pénalité) supportées par l'opérateur est maintenu à ± 83 M€ par an.

En outre, la CRE maintient le suivi pendant la période tarifaire TURPE 6 d'autres indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation sur la zone de desserte d'Enedis, sans les inciter financièrement. La liste correspondante est détaillée au paragraphe 3.2 de l'annexe 7.

Par ailleurs, la CRE maintient sa demande aux ELD desservant plus de 100 000 clients et à EDF SEI de mettre en place un suivi des quatre indicateurs relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, sur la base des définitions détaillées au paragraphe 4 de l'annexe 7.

2.4.2.2 Indemnités pour coupures longues

Le mécanisme mis en place en TURPE 5 imposait à l'ensemble des GRD de verser des indemnités aux clients coupés pour une durée consécutive supérieure à 5h. Ces indemnités doivent être versées quelle que soit l'origine de la coupure. En particulier lorsque l'interruption d'alimentation est due à une défaillance du réseau public de transport, les indemnités sont versées au consommateur par le GRD, mais RTE les rembourse au GRD concerné.

L'indemnité versée aux consommateurs est forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure. En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics qu'il gère, le GRD verse aux consommateurs concernés³⁵ l'indemnité suivante par période de 5 heures, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures :

- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA l'indemnité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure ;
- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, l'indemnité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure ;
- pour les consommateurs raccordés en HTA, l'indemnité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure.

Afin de prendre en compte les situations extrêmes, en cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, l'indemnité susmentionnée n'est pas versée aux consommateurs concernés.

Le versement de cette indemnité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

Afin de limiter leur exposition financière, les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel défini au paragraphe 1 de l'annexe 7, de réduire les montants des indemnités applicables, par rapport au montant des indemnités normales définies ci-dessus. Les montants des indemnités réduites applicables dans ces situations doivent être proportionnels aux montants des indemnités normales et ne peuvent

³⁵ Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage. Il est applicable à l'ensemble des GRD (Enedis, ELD et EDF SEI).



être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des indemnités normales restent applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel défini au paragraphe 1 de l'annexe 7. Chaque GRD doit, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.

S'agissant de la prise en charge financière des indemnités versées par Enedis, le TURPE 5 prévoyait l'intégration dans les charges nettes d'exploitation d'une trajectoire, incitée jusqu'à un montant plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées via le CRCP.

Enedis n'a pas été en mesure d'atteindre les objectifs fixés par le TURPE 5 et a donc supporté des pénalités importantes. Lors de la consultation publique du 8 octobre 2020, la CRE a interrogé les acteurs sur une augmentation du niveau de couverture par le TURPE tenant compte de la performance constatée par Enedis (trajectoire incitée et plafond au-delà duquel les sommes versées sont couvertes au CRCP). Les retours des acteurs sur ce sujet sont contrastés, certains acteurs souhaitant une meilleure couverture de ces charges qui ont tendance à augmenter en lien avec les événements climatiques récents, tandis qu'à l'inverse, d'autres acteurs estiment qu'Enedis doit être davantage incité à minimiser ces charges.

La CRE reconduit ce mécanisme pour la période du TURPE 6. Afin de prendre en compte la performance d'Enedis pendant le TURPE 5, la CRE modifie les niveaux de couverture tarifaire du dispositif. La couverture *ex ante* est fixée à 75 M€ par an (ce montant est inclus dans les charges nettes d'exploitation présentées au paragraphe 3.1.2) au lieu de 38 M€/an dans le TURPE 5. Le plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées *via* le CRCP est fixé à 117 M€ (au lieu de 80 M€ dans le TURPE 5).

2.5 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et, particulièrement de l'électricité, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, qui peuvent notamment nécessiter d'importants budgets SI, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux et pour faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. Ils doivent plus généralement faire évoluer leurs pratiques et les conditions d'accès au réseau et au marché autant que nécessaire pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs du système électrique.

L'article 18 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit que les méthodes de tarification incitent, de manière appropriée, tant à court qu'à long terme, les gestionnaires de réseau à soutenir les activités de recherche connexes et à faciliter l'innovation dans l'intérêt des consommateurs.

2.5.1 Régulation de la R&D

Afin de satisfaire ces exigences, la régulation incitative de la R&D s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D, complété par un rapport public bisannuel.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 8 octobre 2020, la CRE proposait de maintenir les modalités de couverture des coûts de R&D afin de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D et la préparation de l'avenir et d'introduire la possibilité d'une révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Par ailleurs la CRE proposait de renforcer la transparence sur les projets et dépenses associées en demandant aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques s'est exprimée en faveur du dispositif envisagé. Dans l'ensemble, et bien que certaines réponses demandent à la marge d'accroître ou de réduire le niveau de transparence visé par la CRE, les acteurs se félicitent de l'organisation par Enedis d'une consultation sur ses thématiques de R&D en début de période tarifaire.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, la CRE met en place une régulation incitative reposant sur les principes suivants :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D d'Enedis est maintenu, avec la possibilité pour Enedis de demander la révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire afin de lui offrir

plus de souplesse dans l'adaptation de son programme. En fin de période du TURPE 6 HTA-BT, Enedis présentera à la CRE un bilan financier de sa R&D, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux consommateurs (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;

- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D sont renforcés au travers de deux exercices, dont le format fera l'objet d'un travail entre la CRE, Enedis et les autres opérateurs :
 - la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE ;
 - la publication bisannuelle par Enedis d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs disposant d'un mécanisme de régulation incitative de la R&D, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif ;
- Enedis consultera les acteurs de marché avant l'été 2022 sur les grands thèmes de recherche qu'il prévoit de développer.

Trajectoire des dépenses de R&D pour le TURPE 6

Les dépenses de R&D du TURPE 6 HTA-BT sont minorées des subventions obtenues. Ainsi, si Enedis obtient un surcroît de subventions, celui-ci pourra être utilisé pour financer ses activités de R&D.

Enedis a présenté, pour la période du TURPE 6, la trajectoire de dépenses de R&D suivante :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Total 2021-2024
Demande de budget de R&D d'Enedis pour TURPE 6 (déduction faite des subventions)	56	56	57	58	227

Ce budget global de 227 M€ pour le TURPE 6 présente une augmentation de 1,5 % par rapport à la trajectoire globale du TURPE 5 HTA-BT. Le programme d'Enedis pour le TURPE 6 s'appuiera, dans la continuité de la période du TURPE 5, sur les deux thématiques « Transition énergétique » et « Performance industrielle », auxquelles seront intégrées de manière transversale des dépenses liées aux réseaux électriques intelligents. La CRE retient la trajectoire présentée par Enedis.

La CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par Enedis et restituera aux utilisateurs, via le mécanisme du CRCP, l'écart éventuel entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée, dans le cas où Enedis n'aurait pas dépensé l'ensemble de cette enveloppe.

2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents

Un guichet « *smart grids* » a été mis en place pour les gestionnaires de réseaux d'électricité depuis le TURPE 5, leur permettant d'obtenir, en cours de période tarifaire, des financements supplémentaires. Ainsi, Enedis est autorisé à demander, une fois par an, la couverture de charges d'exploitation relatives au déploiement de technologies dites « *smart grids* », non prévues dans la décision tarifaire, pour des projets représentant au moins 3 M€, sous réserve de démontrer que le coût de ces projets est plus que compensé par les économies qu'ils induisent pour les utilisateurs de réseaux sur le long terme. Ce dispositif répond à un besoin de souplesse pour le déploiement rapide de solutions innovantes porteuses de valeur sur le long terme pour la collectivité, comme alternative à des investissements d'infrastructure ou pour les repousser dans le temps.

Le dispositif *smart grids* n'a pas été sollicité par Enedis sur la période 2017-2019, qui a par ailleurs consacré près du tiers de son budget de R&D, soit plus de 50 M€ sur la période 2017-2019, au financement de démonstrateurs. Enedis indique que le seuil de 3 M€ est trop élevé pour la plupart des projets qui pourraient être concernés.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 8 octobre 2020, la CRE proposait d'abaisser le seuil actuel du guichet « *smart grids* » à 1 M€ pour Enedis, en cohérence avec le seuil fixé pour l'ensemble des opérateurs gaziers sur la prochaine période tarifaire, sans modifier le périmètre des dépenses et projets éligibles. La majorité

des acteurs ayant répondu aux consultations publiques s'est exprimée en faveur de la proposition de la CRE. Certains gestionnaires de réseaux ont néanmoins émis des réserves sur le périmètre des charges éligibles au dispositif, et demandé que la couverture de charges supplémentaires associées aux investissements SI de smart grids puisse également être examinée dans le cadre du guichet « *smart grids* ».

Au vu de l'ensemble de ces éléments, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, la CRE reconduit un guichet « *smart grids* » avec les mêmes modalités de fonctionnement qu'au cours de la période tarifaire précédente. Néanmoins, le seuil d'éligibilité à ce mécanisme est abaissé à 1 M€ et les charges associées aux investissements de SI « *smart grids* » sont intégrées dans le périmètre des charges éligibles. L'intégration éventuelle de charges d'exploitation et de CCN supplémentaires liées au développement de technologies dites « *smart grids* » sera ainsi étudiée dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif.

2.5.3 Publication des données

Dans le TURPE 5 HTA-BT, la mise à disposition des données ne constituait pas une thématique spécifique du cadre de régulation. Certains indicateurs en lien avec la mise à disposition des données faisaient cependant l'objet d'un suivi, mais ne permettaient pas pour autant de couvrir l'ensemble des besoins des acteurs en la matière. Par ailleurs, la régulation incitative spécifique au projet Linky a introduit deux indicateurs relatifs à la mise à disposition des données de comptage.

La CRE considère que l'accès aux données est un sujet prioritaire, dans la mesure où ces données sont essentielles à l'amélioration des services rendus aux clients finals et à l'innovation. Dans cette optique, et compte tenu des besoins exprimés par les acteurs, la CRE a proposé, dans la consultation publique du 8 octobre 2020, un cadre de régulation incitatif à la mise à disposition par Enedis des données utiles aux acteurs du réseau. Les participants à la consultation sont majoritairement favorables à la mise en place d'une telle régulation incitative. Certains acteurs ont cependant émis des réserves sur le niveau de certains objectifs jugés insuffisamment ambitieux, notamment sur le segment du marché d'affaires, et ont alerté la CRE sur la nécessité de s'assurer que les indicateurs permettent bien de mesurer non seulement la transmission mais également la qualité des données.

La CRE partage la nécessité d'inciter Enedis à la transmission de données fiables et a construit les indicateurs en conséquence. Dès lors, la CRE introduit, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, un mécanisme de régulation incitative permettant de pénaliser Enedis en cas de non-respect des délais et de la complétude des données publiées, s'agissant des données de consommation (index et courbes de charge), sur le marché de masse comme sur le marché d'affaires, qui ont été identifiées comme des données prioritaires. En particulier, à la suite des remarques des acteurs sur la mise en place d'un indicateur lors de la consultation publique, la CRE modifie les objectifs ainsi que les modalités de calcul de l'incitation.

Pour cela, la CRE met en place :

- pour le marché de masse :
 - un indicateur sur la mise à disposition par Enedis des courbes de charge issues des compteurs Linky : le taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky ;
- pour le marché d'affaires, des indicateurs équivalents à ceux retenus pour le marché de masse :
 - taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur ;
 - taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA ;
 - taux de transmission des courbes de charge en J+1 du marché d'affaires.

En outre la CRE maintient, pour le marché de masse, l'incitation des deux indicateurs de la régulation incitative de la qualité de service spécifique au projet Linky :

- le taux de télérelevés journaliers réussis ;
- le taux de publication par Ginko des index réels mensuels ;

A ces indicateurs incités s'ajoute l'indicateur, suivi en TURPE 6, relatif à la transmission ponctuelle de données en infra-journalier.

Le détail du mode de calcul des indicateurs ainsi que des modalités de pénalités est présenté en annexe 8. Les objectifs fixés sont ceux proposés en consultation publique sauf pour l'indicateur de mise à disposition en J+1 des courbes de charge pour les clients marché d'affaires, pour lequel des échanges complémentaires ont permis d'affiner la trajectoire d'objectif en lien avec la performance d'Enedis et les attentes des acteurs.

2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe

Dans le contexte de la transition énergétique, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux et ainsi s'assurer de la bonne exécution des missions qui leur sont confiées par la loi et les règlements. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes législatifs et réglementaires ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

Partant de ce constat, la CRE a proposé, dans ses consultations publiques d'octobre 2019 et d'octobre 2020, de mettre en place une régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par Enedis de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché. Une majorité des acteurs est favorable à la mise en place de ce mécanisme.

Ainsi, la présente délibération introduit pour la période du TURPE 6 HTA-BT, un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par Enedis d'actions identifiées comme « prioritaires », qui repose sur :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, la liste d'actions prioritaires pourra être alimentée pendant toute la période du TURPE 6 HTA-BT en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires pourraient porter, notamment, sur l'intégration des flexibilités, l'adaptation des études de raccordement aux nouveaux usages, ... ;
- pour chacune de ces actions, un délai d'exécution lui est associé, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché, entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants : :
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6ème mois ;
 - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12ème mois ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par Enedis est plafonné à 10 M€ par an.

Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans le TURPE 6 HTA-BT. Des actions seront intégrées au mécanisme en cours de période en suivant le processus décrit précédemment.

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

3.1 Niveau des charges à couvrir

3.1.1 Demande tarifaire d'Enedis

Enedis soutient la nécessité d'une forte augmentation des investissements sur la période du TURPE 6 HTA-BT (+ 16 % entre 2019 et 2024 hors Linky) afin de permettre notamment le raccordement des EnR et IRVE, le maintien d'un haut niveau de qualité d'alimentation et le développement et la modernisation de ses systèmes d'information.

Enedis envisage en parallèle une maîtrise de ses charges nettes d'exploitation (hors achats liés au système électrique), avec pour objectif de revenir en 2024 au niveau atteint en 2019, en euros courants. Enedis estime que les gains de productivité ainsi dégagés sur les charges maîtrisables s'établissent à 1,9 % par an sur la période du TURPE 6 HTA-BT.

Enedis demande ainsi un total de charges à couvrir³⁶ de 14 577 M€ en 2021, soit 711 M€ (+ 5,1 %) de plus que les dépenses constatées en 2019, puis une hausse moyenne annuelle de + 0,9 %. Cette hausse se traduirait par une évolution tarifaire moyenne de + 3,0 % par an en moyenne, en euros courants, sur l'ensemble de la période du TURPE 6 HTA-BT.

Impacts tarifaires du COVID-19

La demande tarifaire communiquée par Enedis à la CRE s'est basée dans un premier temps sur un bilan électrique prenant en compte le réalisé de janvier à mai 2020 et une hypothèse de diminution des volumes acheminés sur le second semestre 2020, partiellement liée au COVID-19. Cette évolution affecte les recettes prévisionnelles d'acheminement pour l'année 2020 et par conséquent le solde du CRCP au 31 décembre 2020.

Enedis a dans un second temps chiffré l'effet à la baisse des suites de l'épisode de COVID-19 anticipé sur les volumes acheminés pour la période du TURPE 6, prévoyant un retour à la normale en 2024 et affectant le niveau de certains postes de charges (péage HTB et pertes) et celui de ses recettes tarifaires. Les autres répercussions du COVID-19 sur les activités d'Enedis, ses trajectoires de charges et recettes prévisionnelles, ou encore l'atteinte des objectifs fixés par la régulation incitative en vigueur sont difficilement quantifiables par l'opérateur à la date de publication de la présente délibération, que ce soit pour l'année 2020 ou les années 2021 à 2024. Enedis n'anticipe toutefois à ce stade pas d'impact majeur sur ses activités pour la période 2021-2024 justifiant une modification des trajectoires de charges de sa demande tarifaire.

La CRE souhaite analyser, de façon transverse à l'ensemble des opérateurs, les impacts de cette crise sanitaire sur l'ensemble de leur activité, à la fois en termes de charges d'exploitation, de trajectoire et de coûts d'investissements, mais aussi de qualité de service. Elle mènera pour cela un exercice spécifique au premier trimestre 2021. Si des évolutions du cadre tarifaire devaient être envisagées dans ce cadre, elles feraient le cas échéant l'objet d'une consultation publique.

3.1.2 Charges d'exploitation

3.1.2.1 Démarche retenue par la CRE

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire du TURPE 5 doit être pris en compte pour établir le TURPE 6, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à Enedis de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2019.

La CRE a sollicité le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation d'Enedis (hors charges liées au système électrique). Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2020. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la première demande d'Enedis, a été publié en même temps que la consultation publique du 8 octobre 2020.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation d'Enedis ainsi que de ses charges d'investissements « hors réseaux » constatés lors de la période du TURPE 5 HTA-BT. Il a également analysé en détail les charges d'exploitation ainsi que les investissements « hors réseaux » prévisionnels

³⁶ Somme des charges de capital normatives, des charges liées au système électrique et des charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique.

présentés par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2021-2024). Plus précisément, cet audit a permis :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de l'opérateur pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2017-2019) et prévisionnelles (2021-2024) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le TURPE 6.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Enedis au début du mois de juillet 2020. Enedis a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

Dans sa consultation publique, la CRE avait considéré une fourchette avec comme « borne haute » la trajectoire de charges d'exploitation issue de la demande d'Enedis, et comme « borne basse » la trajectoire recommandée par le consultant, auxquelles s'ajoutait l'ajustement de 18 M€/an relatif à la fin de la souscription de l'assurance tempête proposée par Enedis.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre Enedis et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec Enedis et de ses propres analyses.

3.1.2.2 Trajectoire d'inflation

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier tarifaire transmis par Enedis.

Toutefois, conformément à ce qu'elle avait indiqué dans sa consultation publique, la CRE a ajusté l'hypothèse d'inflation pour les années 2020 et 2021 sur la base du projet de loi de Finances pour l'année 2021, et sur la base des dernières prévisions du FMI pour les années 2022 et 2024. L'ensemble des trajectoires présentées ci-après sont corrigées de cette nouvelle trajectoire d'inflation.

Tableau 4 : Chroniques d'inflation retenues par la CRE pour la période du TURPE 6 HTA-BT

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle retenue en consultation publique	0,4 %	1,4 %	1,6 %	1,7 %	1,7 %
Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	0,2 %	0,6 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %

Par ailleurs, le montant des charges nettes d'exploitation incitées retenu dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente délibération et l'inflation réalisée.

3.1.2.3 Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique

3.1.2.3.1 Demande d'Enedis

La demande d'Enedis s'élève à 4 752 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTA-BT. Les CNE hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2021 de + 129 M€, soit + 2,8 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges diminueraient ensuite sur la période 2021-2024 de - 0,7 % en moyenne par an.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors charges liées au système électrique présentées par Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 5 : Demande d'Enedis - CNE hors charges liées au système électrique

M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-24
CNE hors charges liées au système électrique - demande révisée	4 673	4 802	4 784	4 717	4 706	4 752
<i>Evolution (%)</i>		+ 2,8 %	- 0,4 %	- 1,4 %	- 0,2 %	
- dont Achats et services (hors production immobilisée)	2 619	2 424	2 374	2 355	2 396	2 387
- dont Charges de personnel	2 798	2 908	2 919	2 923	2 943	2 923
- dont Main-d'œuvre immobilisée	- 650	- 692	- 692	- 702	- 694	- 695

- dont Impôts et taxes	754	805	821	833	845	826
- dont Autres charges d'exploitation	284	456	448	449	459	453
- dont Produits extratarifaires	- 1 133	- 1 100	- 1 084	- 1 141	- 1 242	- 1 142

L'année 2019 est marquée par une reprise de dotation exceptionnelle (140 M€) au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), qui baisse artificiellement le niveau de la rubrique « Autres charges d'exploitation » pour cette année-là et génère une marche apparente importante entre le réalisé de l'année 2019 et la demande d'Enedis pour l'année 2021. Retraitée de cet élément, la marche 2019 - 2021 s'explique principalement par les postes suivants :

- les charges de personnel, en hausse de + 3,9 %, soit + 110 M€, principalement en raison d'une augmentation des charges de pension ;
- au sein des achats et services :
 - les redevances de concession, en hausse de + 14,1 %, soit + 40 M€, en lien avec le déploiement du nouveau modèle de contrat de concession ;
 - les charges d'exploitation informatique et télécom, en hausse de + 5,4 %, soit 24 M€, résultat d'une croissance des développements SI ;
 - les achats de prestations de service (hors immobilier et SI), en baisse de - 15,8 %, soit - 110 M€, du fait de la fin de la souscription de l'assurance tempête (cf. *infra*), mais également en lien notamment avec la fin de la relève à pied permise par Linky ;
- la hausse de la main-d'œuvre immobilisée, de + 6,3 %, soit + 41 M€, sur les charges nettes d'exploitations ;
- au sein des autres charges d'exploitation, la hausse des « autres produits et charges » (+ 47 M€, soit + 127 %), catégorie composée de divers sous-postes de charges en hausse (redevances de logiciels, avoirs des fournisseurs relatifs à la part acheminement des impayés...).

3.1.2.3.2 Analyse de la CRE

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par Enedis le 7 avril 2020.

Tableau 6 : CNE (hors charges liées au système électrique) – demande d'Enedis et trajectoire de l'auditeur ajustée

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024
Trajectoire finale de CNE hors charges liées au système électrique demandée par Enedis	4 673	4 802	4 784	4 717	4 706
Trajectoire auditeur ajustée ³⁷		4 652	4 607	4 538	4 464
Ecart avec la demande d'Enedis		- 150	- 178	- 178	- 242

Les ajustements préconisés par l'auditeur (187 M€/an en moyenne hors impact du PLF 2021) portent principalement sur les rubriques *Achats et services* (21 %), *Charges de personnel* (25 %) et *Autres charges d'exploitation* (43 %).

Les acteurs de marché sont partagés face aux trajectoires respectivement proposées par Enedis et par l'auditeur, mais ils sont majoritairement favorables aux orientations préliminaires que la CRE a présentées en consultation publique. Certains acteurs considèrent que les charges de SI demandées par Enedis sont en adéquation avec le contexte de transition énergétique et sont corrélées aux efforts nécessaires pour y parvenir, notamment en termes de qualité des données transmises. D'autres acteurs ont attiré l'attention de la CRE sur la nécessaire prise en compte des impacts de la crise sanitaire sur l'inflation et sur le PLF 2021 dans les trajectoires de CNE d'Enedis. Enfin, d'autres acteurs ont considéré que la diminution des pertes non techniques permise par le déploiement massif des compteurs Linky, plus faible que prévue, justifiait de retenir les trajectoires de gains issues du BP Linky 2014 et recalculées par l'auditeur, et non pas les prévisions d'Enedis (cf. *infra*).

³⁷ Cette trajectoire tient compte de l'ensemble des ajustements proposés par l'auditeur dans son rapport après mise à jour de l'hypothèse d'inflation.

La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 8 octobre 2020, a procédé à un certain nombre de retraitements de la trajectoire proposée par l'auditeur. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande d'Enedis sont présentés ci-après.

Baisse des impôts de production :

Le projet de loi de finances (PLF) pour 2021 prévoit une baisse des impôts de production, notamment de la contribution économique territoriale (CET) et des taxes foncières. Cette baisse d'impôts a vocation à être pérenne et donc à s'appliquer sur l'ensemble de la période tarifaire.

La présente délibération prend donc en compte les baisses de charges associées pour Enedis pour les années 2021 à 2024.

Compte tenu des calendriers de publication du PLF et de sa consultation publique, la CRE n'avait pas intégré cette évolution dans la fourchette basse présentée dans la consultation publique. Cet ajustement s'ajoute donc à ceux présentés dans la consultation publique.

Tableau 7 : Impact du PLF 2021 sur la trajectoire de CNE d'Enedis

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024
Trajectoire finale de CNE hors charges liées au système électrique demandée par Enedis	4 673	4 802	4 784	4 717	4 706
Trajectoire auditeur ajustée		4 652	4 607	4 538	4 464
Impact PLF 2021		- 108	- 114	- 120	- 126
Trajectoire auditeur ajustée y.c. impact PLF 2021		4 544	4 493	4 419	4 339

Achats et services (nets de la production immobilisée) :

La trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ 40 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 1,9 %). Les ajustements préconisés portent principalement sur les postes *SI et Telecom* (- 17 M€/an en moyenne, - 3,5 %), *Autres achats* (- 9 M€/an en moyenne, - 28,9 %), *Immobilier* (- 12 M€/an en moyenne, - 3,4 %) et *Tertiaire et prestations* (- 3 M€/an en moyenne, - 0,5 %).

Concernant le poste *Autres achats*, l'ajustement porte plus précisément sur les « autres dépenses diverses (achats diffus) », dont la hausse a été jugée insuffisamment justifiée et qui ont été maintenues par l'auditeur au niveau moyen de l'historique 2017-2019.

Analyse de la CRE

La CRE partage les conclusions de l'auditeur concernant la hausse non justifiée du poste *Autres achats*, et retient donc la trajectoire de l'auditeur, qui conduit à un ajustement de -9 M€/an en moyenne pour la période TURPE 6.

Concernant le poste *Tertiaire et prestations*, l'ajustement porte principalement sur le sous-poste *Véhicules*. Les ajustements concernant ce sous-poste ainsi que les postes *SI et Telecom* et *Immobilier*, ayant fait l'objet d'une analyse de type « TOTEX » (charges d'investissements et d'exploitation analysées de manière globale), sont présentés par la suite.

Charges de personnel :

La trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ 47 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 1,6 %). Les ajustements préconisés portent principalement sur les postes *Rémunérations*, *Autres charges de personnel* et *Cadres dirigeants et non statutaires* :

- s'agissant du poste *Rémunérations*, l'ajustement (- 14 M€/an en moyenne, - 0,9 %) résulte d'une hypothèse de trajectoires de taux SNB/GVT³⁸ correspondant aux moyennes historiques observées, identique à celle recommandée par l'auditeur pour RTE. L'auditeur ne remet pas en cause la trajectoire d'effectifs envisagée par Enedis ;
- s'agissant du poste *Autres charges de personnel*, l'ajustement (- 14 M€/an en moyenne, - 4,7 %) résulte d'hypothèses et de modalités de calcul différentes, notamment concernant les charges associées aux congés payés et aux dispositifs de compte épargne temps (CET) et intéressement ;

³⁸ SNB : salaire national de base. L'évolution de cet indice, qui constitue le paramètre essentiel de la rémunération principale, est déterminée dans le cadre de négociations de branche avec les partenaires sociaux.

GVT : Glissement vieillissement technicité. Cet indice traduit l'évolution du coût moyen de la main-d'œuvre d'Enedis.



- enfin, l'ajustement portant sur le poste *Cadres dirigeants et non statutaires* (- 13 M€/an en moyenne, - 11,0 %) résulte d'une reconstitution par l'auditeur des trajectoires d'effectifs moyens payés et charges associées, sans ajustement sur les effectifs, mais avec des hypothèses d'indexation différentes.

Analyse de la CRE

L'analyse de la CRE sur le poste *Rémunérations* est fondée sur la trajectoire d'effectifs demandée par Enedis. En cohérence avec les décisions adoptées pour les tarifs gaziers de 2019, la CRE ne retient pas l'ajustement de l'auditeur mais la demande d'Enedis s'agissant des hypothèses d'évolution du salaire national de base (SNB). En revanche la CRE retient l'ajustement associé au taux de GVT de l'auditeur, qui représente une baisse de - 6M€/an en moyenne de la demande d'Enedis, répartie entre différents postes (dont - 4 M€/an pour le poste *Rémunérations*).

Concernant le poste *Autres charges de personnel*, pour lequel l'ajustement recommandé est principalement lié à l'intéressement et l'abondement, la CRE tient compte des négociations en cours relatives à un nouvel accord-cadre sur l'intéressement et retient donc la demande d'Enedis.

Enfin, au vu des précisions apportées par Enedis sur sa politique de rémunération des agents non statutaires la CRE ne retient pas l'ajustement proposé par l'auditeur sur le poste *Cadres dirigeants et non statutaires*.

L'ensemble des ajustements retenus par la CRE pour les charges de personnel représente ainsi - 13 M€/an en moyenne pour la période TURPE 6.

Autres charges d'exploitation (hors dotation FPE) :

Ce poste est en hausse dans la demande d'Enedis (+ 33 M€ en 2021 par rapport au réalisé 2019 hors dotations FPE, soit + 8 %).

La trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ - 81 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 17,9 %). Les ajustements préconisés portent principalement sur les postes *Indemnités versées aux clients*, *Autres produits et charges*, *VNC des immobilisations démolies* et *Dotations nettes aux provisions* :

- s'agissant du poste *Indemnités versées aux clients*, l'ajustement (- 28 M€/an en moyenne, - 30,7 %) proposé par l'auditeur vise à inciter Enedis à améliorer sa performance sur ce poste, qui contient notamment les indemnités pour coupures longues (cf. paragraphes 2.4.2.2 et 2.4.2.3) ;
- s'agissant du poste *Autres produits et charges*, l'ajustement (- 23 M€/an en moyenne, - 27,8 %) résulte d'un défaut de justification par Enedis de la hausse de sa demande sur la plupart des sous-postes constitutifs, qui conduit l'auditeur à aligner la trajectoire TURPE 6 sur le réalisé 2019 inflaté ;
- s'agissant du poste *VNC des immobilisations démolies*, l'ajustement (- 19 M€/an en moyenne, -25,6 %) se décompose en deux parties distinctes :
 - l'auditeur considère que le niveau de 2019 retenu par Enedis pour fixer sa demande n'est pas pertinent et propose un recalage sur la moyenne des 5 dernières années ;
 - l'auditeur ne retient pas le bandeau supplémentaire demandé par Enedis pour couvrir les conséquences de l'épisode neige collante, qu'il considère intégrées dans la tendance historique ;
- s'agissant du poste *Dotations nettes aux provisions*, l'ajustement (- 8 M€/an en moyenne, -106,5 %) résulte du fait que l'auditeur considère que, dans la mesure où les dotations aux provisions font l'objet de reprises ultérieures et ne constituent donc qu'un exercice comptable qui devrait être neutre pour les consommateurs finals, il n'est pas légitime de les prendre en compte pour fixer le niveau du TURPE 6 HTA-BT. Ainsi, à l'exception des provisions relatives à la majoration exceptionnelle de la redevance de concession occasionnée par la signature de l'avenant au protocole de Montpellier³⁹ dont les charges associées sont clairement identifiées par ailleurs, l'auditeur fixe l'ensemble des dotations concernées par ce poste à 0.

Analyse de la CRE

³⁹ En 2013, la signature du protocole de Montpellier entre ERDF et la FNCCR a introduit un mécanisme de lissage de la part R2 de la redevance, permettant de limiter les variations sensibles de redevances d'une année sur l'autre. En 2017, la signature de l'accord-cadre national entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF a permis la prolongation de ce dispositif de lissage pour les autorités concédantes signataires d'un avenant de prolongement, effectif à partir de 2018. Cet avenant permet aux autorités concédantes de bénéficier du maintien du dispositif du lissage jusqu'à la date d'entrée en vigueur du nouveau contrat et au plus tard jusqu'au 30 juin 2021, avec pour contrepartie l'entrée en négociations pour le renouvellement du contrat. L'avantage économique de ce lissage de Montpellier est provisionné à partir de la mise en œuvre de l'avenant puis versé un mois après la signature du contrat si celle-ci intervient avant le 30 juin 2021. L'ajustement du poste *Dotations nettes aux provisions* dépasse 100 %, car une reprise nette de + 2 M€ liée aux derniers versements associés à ce protocole subsiste en 2021 et ne fait pas l'objet d'ajustement.

La CRE considère qu'il est pertinent de fixer la trajectoire du poste *Indemnités versées aux clients* de manière à inciter Enedis à améliorer sa performance sur les coupures longues. Néanmoins, la référence choisie pour constituer cette trajectoire paraît trop ambitieuse au regard de l'historique des performances d'Enedis. La CRE retient donc une trajectoire intermédiaire, qui correspond à un ajustement de - 15 M€/an en moyenne de la demande d'Enedis (soit - 16,7 %).

La CRE retient la plupart des ajustements proposés par l'auditeur sur le poste *Autres produits et charges*, pour lesquels Enedis n'a pas apporté de justification suffisante sur le niveau de sa demande. Néanmoins, la CRE considère que l'ajustement proposé par l'auditeur sur les produits de cession n'est pas entièrement nécessaire au regard du mécanisme de restitution partielle au consommateur des plus-values de cession immobilière mis en place par le TURPE 6 HTA-BT (cf. § 2.1.2.4.2), et ne retient que la partie de l'ajustement qui concerne les cessions d'actifs non immobiliers. Au global, l'ajustement retenu sur le poste *Autres produits et charges* représente - 15 M€/an en moyenne par rapport à la demande d'Enedis.

S'agissant de la *VNC des immobilisations démolies*, Enedis a augmenté, à la suite de la consultation publique, sa demande de +9 M€/an pour tenir compte de la VNC des compteurs retirés dans le cadre du projet Linky. La CRE a analysé cette demande complémentaire. La CRE considère qu'il est pertinent de fixer la trajectoire prévisionnelle du poste *VNC des immobilisations démolies* du TURPE 6 HTA-BT sur une référence historique de long terme retraitée d'événements exceptionnels, tout en tenant compte des effets des projets de comptage, qui sont d'ores et déjà identifiables et prévisibles. La trajectoire qui en résulte représente un ajustement de - 7 M€/an en moyenne par rapport à la demande révisée d'Enedis (soit - 12,7 %). La couverture d'autres effets exceptionnels susceptibles de dévier de cette trajectoire fera l'objet d'un examen *ad hoc* (cf. § 2.1.2.4.1).

La CRE partage l'analyse de l'auditeur sur le poste *Dotations nettes aux provisions* et considère que la constitution et la reprise de dotations doivent constituer un exercice comptable neutre pour le tarif sur le long terme. La CRE retient donc l'ajustement associé.

Par ailleurs, la CRE ne retient pas l'ajustement proposé par l'auditeur sur le poste *Tarif agent*, dont le mode de calcul ne tient pas suffisamment compte des hausses de TRV intervenues en 2020, et de leur impact sur les charges associées pour Enedis.

L'ensemble des ajustements retenus par la CRE pour ce poste représente - 58 M€/an en moyenne pour la période TURPE 6.

Investissements hors réseaux et charges d'exploitation associées :

Pour trois sous-postes de la matrice tarifaire d'Enedis, les investissements associés aux charges d'exploitation font l'objet d'une incitation sur les charges de capital dites « *hors réseaux* » (cf. paragraphe 2.3.2.2). L'objectif de ce mécanisme de régulation incitative, qui concerne les dépenses de SI, d'immobilier et de véhicules, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre dépenses d'investissement et dépenses d'exploitation, est d'inciter Enedis à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs de réseaux.

Pour ce faire, une trajectoire de charges de capital correspondant aux dépenses prévisionnelles sur ces trois sous-postes est fixée à Enedis en début de période tarifaire, et incitée à 100 %, de sorte que les gains ou les pertes sont intégralement conservés par l'opérateur.

Par conséquent, l'auditeur a également analysé la trajectoire prévisionnelle d'investissements associés à ces trois sous-postes dans la demande d'Enedis, afin d'en évaluer l'efficacité, et proposé des ajustements à la fois sur les charges d'exploitation et sur les investissements⁴⁰.

S'agissant du poste **SI et Télécommunications**, la trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ - 27 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (-3,6 %). L'auditeur a en effet considéré qu'Enedis devrait avoir pour objectif d'atteindre en 2024, le même niveau de dépenses que celui de 2019. L'opérateur dispose ainsi des moyens de poursuivre sa transformation numérique, via une hausse des charges liées au SI en cours de période tarifaire, mais doit veiller à ne pas dégrader dans la durée la performance atteinte.

L'ajustement proposé par le consultant au périmètre global a ensuite été réparti entre les trajectoires de charges d'exploitation (- 17 M€/an en moyenne, - 3,5 %) et les investissements associés au poste SI et Télécoms (- 10 M€/an en moyenne, - 3,9 %).

S'agissant du poste **Immobilier**, la trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ - 15 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 3,4 %). Les ajustements préconisés résultent d'une analyse poste à poste de l'auditeur, conduisant :

⁴⁰ Le choix de l'auditeur d'étudier la demande d'Enedis en termes d'investissements, alors que la délibération TURPE 6 fixera *in fine* une trajectoire de charges de capital, permet d'analyser la demande d'Enedis toutes choses égales par ailleurs, en faisant abstraction des changements qui pourraient intervenir sur le taux ou le mode de rémunération de ces derniers.

- sur les charges d'exploitation, à une trajectoire inférieure de - 12 M€/an en moyenne (- 3,4 %) à celle demandée par Enedis, afin d'inciter Enedis à converger, en 2024, vers une performance en termes de densité d'occupation des locaux plus cohérente avec celle des autres entreprises françaises ;
- sur les investissements, à une trajectoire inférieure de - 3 M€/an en moyenne (- 4,0 %) à celle demandée par Enedis. Cet ajustement sur les investissements résulte de :
 - - 23 M€/an sur les années 2023 et 2024 (soit - 11 M€/an en moyenne sur la période), associés au décalage à la période du TURPE 7 HTA-BT du projet de relocalisation des Agences Conduite Réseau (ACR), initialement prévu pour 2023 et 2024 dans la demande d'Enedis, mais jugé peu mature par l'auditeur ;
 - + 8 M€/an en moyenne entre 2022 et 2024 associés aux surcoûts d'investissements prévisionnels occasionnés par la concentration des sites recommandée par l'auditeur.

S'agissant du sous-poste **Véhicules** (intégré au poste *Tertiaire et prestations*), la trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ - 3 M€/an en moyenne à celle demandée par Enedis. L'auditeur considère que la demande d'Enedis présente une hausse non justifiée sur les coûts d'entretien des véhicules. Concernant les investissements, l'auditeur ne propose pas d'ajustement, considérant que la hausse liée à l'électrification du parc de véhicules léger d'Enedis est compensée par des efforts de productivité sur le dimensionnement de ce parc.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'approche de l'auditeur concernant le poste **SI et Télécoms** et considère que, malgré la croissance des besoins, Enedis doit mobiliser un gisement de productivité et que le niveau tarifaire doit l'inciter à prioriser ses projets. Néanmoins, pour tenir compte de l'évolution des besoins, la CRE retient une solution intermédiaire consistant à retenir la hausse initiale demandée par Enedis en 2021 (+5,9 %), puis à considérer un niveau constant sur la période du TURPE 6 (hors Linky et hors inflation). Cette approche conduit à :

- retenir un ajustement de -12 M€/an en moyenne sur les charges d'exploitation par rapport à la demande d'Enedis (soit - 2,5 % de ces charges) ;
- conserver la demande d'Enedis sur les investissements.

La CRE considère, s'agissant du poste **Immobilier**, que les gains possibles d'une stratégie de densification de l'occupation des locaux d'Enedis sont surestimés par l'auditeur. La CRE ne retient donc que l'ajustement proposé par l'auditeur sur les prestations de *facility management* ainsi que d'autres ajustements sur des postes mineurs, qui présentent une hausse injustifiée, soit - 4 M€/an en moyenne par rapport à la demande d'Enedis (soit - 1,0 %). Concernant les investissements, la CRE partage la position de l'auditeur, selon laquelle, dans un objectif de maîtrise du poste, en forte hausse sur la période, tous les projets immobiliers envisagés par Enedis ne peuvent pas être réalisés au cours de la même période tarifaire. La CRE ne partage en revanche pas la proposition de l'auditeur de reporter le projet de renouvellement des agences de conduite du réseau (ACR). Ce dernier est en effet lié au cœur du métier d'Enedis et sa mise en œuvre est prioritaire.

La CRE considère en revanche que le projet de création d'un éco-campus de formation interne doit être considéré comme non prioritaire, car non critique pour la bonne mise en œuvre des activités d'Enedis. Elle retient à ce titre un ajustement de - 8 M€/an en moyenne par rapport à la demande d'Enedis (soit - 9,8 %).

La CRE partage l'analyse de l'auditeur concernant les dépenses d'exploitation et les investissements associés au sous-poste **Véhicules**. A ce titre, la CRE :

- procède donc à un ajustement de - 3 M€/an en moyenne sur les charges d'exploitation par rapport à la demande d'Enedis ;
- ne retient pas d'ajustement sur la trajectoire d'investissements associés aux véhicules légers.

L'ensemble des ajustements retenus par la CRE sur ces trois catégories représente au périmètre des charges d'exploitation et des investissements cumulés - 27 M€/an en moyenne par rapport à la demande d'Enedis (soit - 2,1 %). Ces ajustements se décomposent en :

- - 19 M€/an en moyenne sur les charges d'exploitation (soit - 2,1 %) ;
- - 8 M€/an en moyenne sur les investissements (soit - 2,1 %).

Mécanisme d'assurance tempête

Depuis 2012, Enedis dispose d'un contrat de couverture assurance tempête qui couvre les charges d'exploitation de remise en état du réseau (coûts de main-d'œuvre et d'achats de travaux et de matériel) en cas d'aléa climatique de forte intensité dont les impacts dépassent 50 M€ de charges d'exploitation et dans une limite de 275 M€ sur la

durée du contrat (5 ans). La prime fixe associée à cette assurance, qui n'a jamais été déclenchée depuis 2012, est de 18 M€/an.

Cette prime d'assurance était couverte par les trajectoires tarifaires TURPE 5, au même titre que les autres charges d'exploitation associées aux incidents climatiques (qui se décomposent en 30 M€/an dans la rubrique *Achats et Travaux* et 10 M€/an liés aux charges de personnel pour les réparations). La VNC des immobilisations démolies associées aux incidents climatiques était, quant à elle, couverte à hauteur du réalisé *via* le CRCP.

Enedis a proposé dans sa demande révisée de ne pas reconduire son contrat de couverture assurance tempête et demande la mise en œuvre d'un dispositif de couverture par le tarif des risques associés. Le dispositif envisagé consisterait à :

- conserver une trajectoire pour couvrir les coûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre à hauteur de la demande d'Enedis et de la trajectoire du TURPE 5 (40 M€/an) ;
- prendre en compte au CRCP les montants qui s'écarteraient de plus de 20 M€ de cette référence, à la hausse comme à la baisse (le seuil de 60 M€, qui correspond au réalisé 2019, n'a été dépassé qu'une fois en 10 ans avec la tempête Klaus) ;
- en contrepartie, la couverture tempête ne serait pas renouvelée, et les charges à couvrir baisseraient du montant de la prime tempête (- 9 M€ en 2021 puis - 18 M€/an à partir de 2022).

Analyse de la CRE

La CRE considère que la proposition d'Enedis de ne pas reconduire son contrat d'assurance est pertinente. Par conséquent elle décide d'introduire un dispositif tel que celui décrit ci-dessus, dont le fonctionnement est similaire à celui mis en place pour couvrir EDF SEI du risque de tempête. Ce dispositif serait effectif dès début 2021. Cependant, compte tenu de la date d'échéance du présent contrat d'assurance (mi-2021) :

- la trajectoire continuerait à couvrir le montant de la cotisation pour le premier semestre 2021 (soit 9 M€) ;
- par ailleurs, si un événement exceptionnel intervenu au premier semestre 2021 devait générer le versement d'une indemnisation par la police d'assurance, la CRE sera vigilante à prendre en compte ce produit dans le calcul des montants à couvrir par le CRCP.

La couverture tarifaire de la VNC des immobilisations démolies lors de tels incidents sera quant à elle traitée conformément au mécanisme retenu en paragraphe 2.1.2.2.1.

3.1.2.3.3 Gains apportés par le déploiement des compteurs évolués

Le projet Linky, dont le déploiement a débuté fin 2015, consiste à remplacer l'ensemble du parc de compteurs du marché de masse (BT ≤ 36 kVA) par des compteurs évolués d'ici à 2024. A ce jour, plus de 28 millions de compteurs évolués ont été déployés, comme prévu dans le calendrier initial du projet.

Ce projet, dont l'ampleur industrielle, technologique et financière constitue une exception dans les activités d'Enedis, a fait l'objet d'une analyse technico-économique par la CRE en 2014, qui a conduit, d'une part, à décider le lancement du projet et, d'autre part, à en fixer les trajectoires tarifaires.

Cet exercice a permis d'identifier les coûts prévisionnels associés au projet Linky, mais également les gains qui en sont attendus au périmètre d'Enedis. Pour rappel, ces gains sont liés à :

- la réduction des pertes non techniques (PNT) : réduction des fraudes et des erreurs de facturation ;
- la diminution des coûts de relève : substitution de la relève à pied par la télérelève ;
- la diminution du coût des petites interventions qui deviennent téléopérables ;
- dans une moindre mesure, la baisse des pertes techniques, et un progrès sur la durée des coupures grâce notamment à une meilleure connaissance du réseau.

La fin du déploiement massif des compteurs Linky étant prévue en fin d'année 2021, les gains d'efficacité associés au déploiement des compteurs doivent être dûment restitués aux consommateurs sur la période du TURPE 6 HTA-BT. La prise en compte de ces gains est d'autant plus importante que la période du TURPE 6 HTA-BT verra le début de l'apurement du compte régulé de lissage (CRL) Linky (à partir de 2023).

La réalité de ces gains a été estimée en analysant la demande tarifaire d'Enedis selon la méthodologie suivante :

- reconstruction des scénarios « Inertiel » (scénario contrefactuel, *i.e.* sans le déploiement de Linky) et « Linky » en révisant les hypothèses du plan d'affaires de 2014 et en tenant compte du réalisé à date

(inflation, nombre de compteurs posés, coût d'achat des pertes), ce qui permet d'actualiser les estimations de gains ;

- évaluation des gains réalisés (sur la période 2014-2019) ou prévisionnels (sur la période 2020-2024) en comparant les trajectoires 2014-2024 (réalisées et prévisionnelles) avec le scénario inertiel ;
- comparaison des gains réalisés ou prévisionnels aux gains nets « théoriques » issus de l'actualisation du plan d'affaires de 2014.

Cette comparaison montre que les prévisions de gains hors PNT (soit les réductions des coûts liés à la relève, aux interventions et les autres gains) figurant dans le plan d'affaires présenté par Enedis sont supérieures aux gains attendus dans le plan d'affaires de 2014 (+38 M€/an à horizon 2024).

Tableau 8 : Gains Linky hors PNT*

M€ courant	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Impact OPEX (BP 2014 retraité)	-77	-104	-76	-21	66	126	143	153	209
Impact OPEX (réalisé/demande d'Enedis TURPE 6)	-66	-65	-43	-37	40	131	174	188	323
Ecart	11	38	33	-13	-25	7	34	38	114

*Un impact négatif signifie un surcroît de dépense par rapport au scénario inertiel. A l'inverse, un impact positif signifie une économie des charges d'exploitation par rapport au scénario inertiel se traduisant par un gain.

Les gains de charges d'exploitation (hors PNT) apportés par le programme Linky sont en croissance sur la période du TURPE 6. A la fin de la période du TURPE 6, soit en 2024, Linky permettra une diminution des charges d'exploitation de 231 M€/an par rapport à 2019, soit un gain à hauteur de 5 % des charges d'exploitation d'Enedis. Ces gains expliquent à eux seuls le fait que la trajectoire des charges d'exploitation d'Enedis soit orientée à la baisse pendant le TURPE 6.

Les objectifs globaux du plan d'affaires Linky retraité ne sont en revanche pas atteints dès lors qu'on y intègre les pertes non techniques, alors que les gains liés à la réduction de ces dernières constituaient un poste très important du projet (avec un objectif initial de réduction de - 3 TWh/an à horizon 2021).

D'après Enedis, cette cible reste pertinente, mais son atteinte nécessite le déploiement de l'ensemble des outils de pilotage du réseau. Ainsi, Enedis estime être en capacité d'atteindre l'objectif de réduction de - 3 TWh à partir de 2025 (à mi-2020, le gain sur les PNT s'élève à 1 TWh). La CRE considère que la nouvelle trajectoire de réduction prévue par Enedis est pertinente et s'assurera de la tenue de cet objectif à travers le cadre de régulation des charges liées à la compensation des pertes (cf. paragraphe 2.3.1.2).

Tableau 9 : Gains Linky PNT*

M€ courant	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Impact PNT (BP 2014 retraité)	19	43	74	109	141	154	158	160	859
Impact PNT (réalisé/demande d'Enedis TURPE 6)	9	22	36	56	81	113	140	154	609
Ecart	- 11	- 21	- 38	- 52	- 61	- 41	- 19	- 7	- 249

*Un impact négatif signifie un surcroît de dépense par rapport au scénario inertiel. A l'inverse, un impact positif signifie une économie des charges d'exploitation par rapport au scénario inertiel se traduisant par un gain.

Les gains de charges liées aux PNT seront progressifs sur la période TURPE 6 HTA-BT et devraient atteindre 118 M€/an en 2024 par rapport à 2019 (3 % des charges d'exploitation d'Enedis).

Au global, ce sont environ 1 Md€ de charges qui seront économisés sur la période du TURPE 6 HTA-BT. La CRE estime que les gains Linky devraient être en ligne avec ceux du plan d'affaires dès la fin de la période TURPE HTA-BT 6 et ne réalise donc pas d'ajustement complémentaire de la demande tarifaire d'Enedis.

3.1.2.3.4 Synthèse des ajustements sur la demande d'Enedis

En synthèse, l'analyse de la CRE conduit à retenir une trajectoire de charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) pour la période du TURPE 6 HTA-BT de 4 535 M€ par an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de - 1,3 % et évolution annuelle moyenne de - 1,1 % sur la période 2021-2024).

La trajectoire de CNE hors charges liées au système électrique retenue sur la période du TURPE 6 HTA-BT est la suivante :

Tableau 10 : Trajectoires de CNE hors charges liées au système électrique d'Enedis (M€_{courants})

M€ _{courants}	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
CNE (hors charges liées au système électrique) – demande d'Enedis	4 673	4 802	4 784	4 717	4 706	4 752
Ajustement retenu		- 189	- 214	- 220	- 247	218
CNE (hors charges liées au système électrique) – trajectoire retenue		4 613	4 571	4 497	4 459	4 535

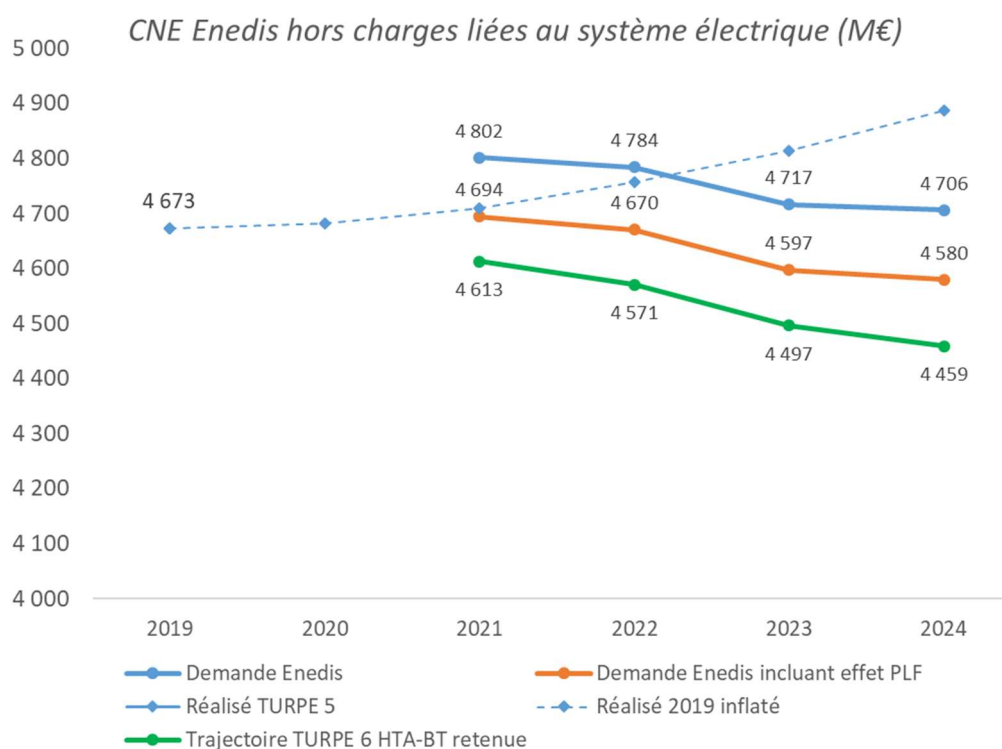


Figure 2 : CNE d'Enedis hors charges liées au système électrique

3.1.2.4 Charges liées au système électrique

3.1.2.4.1 Demande d'Enedis

La demande d'Enedis s'élève à 4 885 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTA-BT. La demande d'Enedis conduirait à une hausse des charges liées au système électrique en 2021 de + 103 M€, soit + 2,2 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période 2021-2024 de + 0,5 % en moyenne par an.

Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par Enedis dans sa demande tarifaire pour la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT, sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 11 : Charges liées au système électrique demandées par Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT

M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024
TURPE HTB (CART)	3 616	3 617	3 646	3 691	3 746
Coût d'achat des pertes	1 096	1 202	1 181	1 165	1 159
Raccordement au réseau de transport	40	36	42	33	23
Total	4 752	4 855	4 869	4 889	4 927
<i>Evolution</i>		+ 2,2 %	+ 0,3 %	+0,4 %	+ 0,8 %

Les principaux déterminants de la demande d'Enedis sont :

- les charges relatives à l'achat des pertes, en hausse en 2021 de + 106 M€ par rapport au réalisé 2019 (soit + 9,7 %), puis en légère baisse au cours de la période du TURPE 6 HTA-BT (- 1,2 % par en moyenne sur la période 2021-2024), en raison des effets conjugués de volumes acheminés en baisse du fait de l'effet de la crise sanitaire liée au COVID-19 et d'hypothèses de prix de l'électricité à la hausse en 2021 et stables par la suite, principalement du fait de la prise en compte des charges relatives aux certificats de capacités communiquée par Enedis postérieurement à la consultation publique d'octobre 2020, illustrées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 12 : Hypothèses relatives aux charges d'achat des pertes d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT

Années	Réalisé 2019 provisoire	2021	2022	2023	2024
Volume (TWh)	24,7	24,1	23,7	23,4	23,5
Montant (M€)	1 096	1 202	1 181	1 165	1 159
Prix unitaire (€/MWh)	44,3	49,9	49,8	49,8	49,3

- les charges liées à l'accès au réseau de transport, à un niveau stable en 2021 par rapport au réalisé de 2019, puis en hausse de 1,2 % par an en moyenne entre 2021 et 2024. Cette trajectoire est issue du dernier bilan électrique fourni par Enedis après la consultation publique d'octobre 2020 et tient compte de l'évolution prévisionnelle du TURPE HTB au cours de la période 2021-2024 prévue par la délibération du 17 décembre 2020⁴¹.

3.1.2.4.2 Analyse de la CRE

Les charges liées au système électrique se décomposent en trois postes distincts, tous au CRCP (partiellement pour les pertes). L'analyse de la CRE sur ces postes est la suivante :

- s'agissant des charges de raccordement de nouveaux postes sources au réseau de transport (34 M€/an en moyenne), la CRE estime que les hypothèses retenues par Enedis sont pertinentes ;
- s'agissant des charges liées aux achats d'énergie en compensation des pertes, la CRE considère comme pertinentes les estimations de volumes acheminés et de coûts de l'énergie demandés par Enedis, mises à jour depuis la consultation publique d'octobre 2020 et qui tiennent bien compte des effets de la crise sanitaire liée au COVID-19. S'agissant des volumes, la trajectoire des volumes de pertes résulte des effets conjugués de la hausse des pertes techniques résultant du développement de la production décentralisée et de la baisse des PNT permise par le déploiement des compteurs évolués (cf. paragraphe 2.3.1.2) ;
- les hypothèses de volumes soutirés du réseau de transport prises en compte par Enedis pour estimer sa facture de CART (« péage » RTE) sont cohérentes avec les derniers bilans électriques réalisés, qui tiennent bien compte des effets de la crise sanitaire liée au COVID-19.

L'analyse de la CRE conduit à retenir la trajectoire de charges nettes d'exploitation liées au système électrique demandée par Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT, qui s'élève à 4 885 M€ par an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de + 2,2 % et évolution annuelle moyenne de + 0,5 % sur la période 2021-2024).

⁴¹ Délibération de la CRE n° 2020-314 du 17 décembre 2020

La trajectoire de charges liées au système électrique retenue sur la période du TURPE 6 HTA-BT est la suivante :

Tableau 13 : Trajectoires des charges liées au système électrique d'Enedis (M€courants)

M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24
CART	3 616	3 617	3 646	3 691	3 746	3 675
Valorisation des pertes	1 096	1 202	1 181	1 165	1 159	1 177
Raccordement au réseau de transport (P116)	40	36	42	33	23	34
Total	4 752	4 855	4 869	4 889	4 927	4 885
<i>Evolution</i>		+ 2,2 %	+ 0,3 %	+ 0,4 %	+ 0,8 %	

3.1.2.5 Synthèse

A titre de synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT.

Tableau 14 : Charges nettes d'exploitation totales d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT

M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021- 2024
Trajectoire retenue par la CRE (CNE hors charges liées au système électrique)	4 673	4 613	4 571	4 497	4 459	4 535
Trajectoire retenue par la CRE (charges liées au système électrique)	4 752	4 855	4 869	4 889	4 927	4 885
Charges nettes d'exploitation totales	9 424	9 468	9 440	9 386	9 386	9 420

La trajectoire de charges d'exploitation retenue par la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT :

- octroi à Enedis :
 - une hausse des charges d'exploitation liées aux SI, permettant de satisfaire les besoins croissants du réseau et des utilisateurs en matière de système d'information (cybersécurité, transition énergétique, données, gestion intelligente du réseau...), tout en visant une maîtrise de l'efficience de ces dernières sur la période ;
 - la couverture tarifaire de charges additionnelles pour faire face aux surcoûts engendrés par les événements climatiques d'ampleur exceptionnelle ;
 - la couverture de ses charges de personnel, en retenant les prévisions d'Enedis concernant ses trajectoires d'effectifs prévisionnelles et l'atteinte des objectifs d'intéressement ;
 - les moyens de mener à bien une politique de R&D ambitieuse ;
- fait bénéficier les consommateurs :
 - des gains apportés par le déploiement des compteurs Linky ;
 - de la baisse des impôts de production décidés dans le cadre du projet de loi de finances 2021 ;
 - des gains de productivité atteints par Enedis au cours du TURPE 6 HTA-BT.

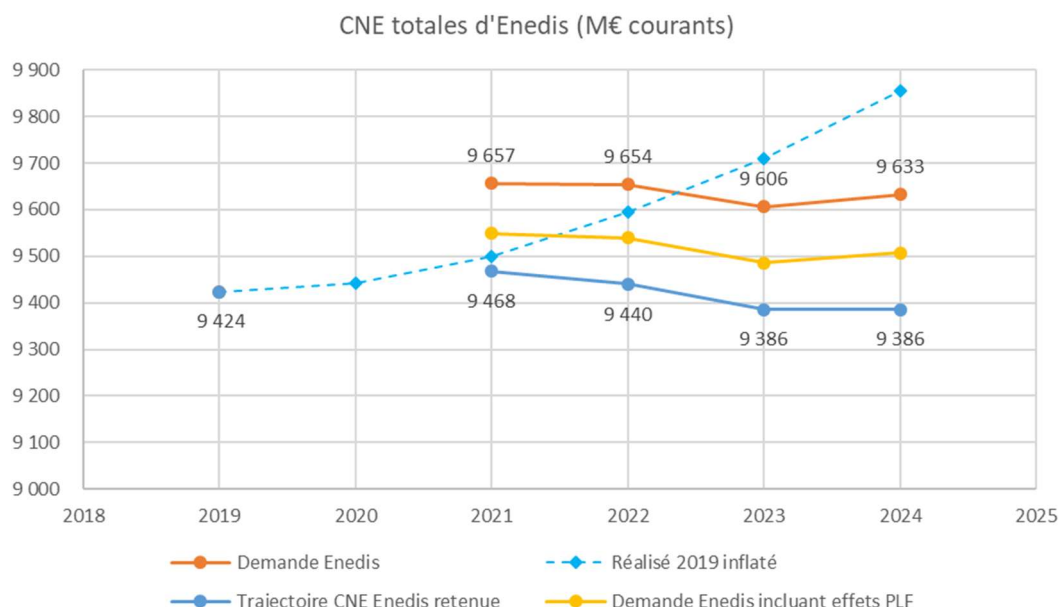


Figure 3 : Trajectoire de charges nettes d'exploitation totales d'Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

3.1.3.1 Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital d'Enedis (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres de rémunération) appliqués pour le TURPE 5 HTA-BT sont reconduits pour la prochaine période tarifaire (cf. paragraphe 2.1.1.2). Toutefois, la CRE modifie le niveau des paramètres de rémunération, en cohérence notamment avec l'évolution de certains paramètres de marché et de l'impôt sur les sociétés.

3.1.3.1.1 Demande d'Enedis

Enedis demande une marge sur actif de 2,90 % (nominal, avant impôts), en hausse de 16 % par rapport à 2,50 % du TURPE 5 bis, sur la base d'un bêta des actifs de 0,40 contre 0,34 dans le TURPE 5 bis, un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 2,40 %, en baisse par rapport à celui en TURPE 5 bis (4,0 %) et un taux de rémunération des emprunts financiers de 1,70 % en baisse par rapport à celui en TURPE 5 bis (3,0 %).

3.1.3.1.2 Analyse de la CRE

La CRE a examiné les différents paramètres intervenant dans le calcul de la marge sur actif, du taux de rémunération des capitaux propres régulés et du taux de rémunération des emprunts financiers. Elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe pour auditer la demande de rémunération d'Enedis. Cette étude a été publiée dans le cadre de la consultation publique du 8 octobre 2020⁴².

A l'occasion de cette consultation publique, la CRE a publié une fourchette de marge sur actif envisagée de 2,40 % à 2,50 % (nominal, avant impôts), une fourchette de taux de rémunération des capitaux propres régulés envisagé de 2,10 % à 2,50 % (nominal, avant impôts) et une fourchette de taux de rémunération des emprunts financiers envisagé de 1,60 % à 1,80 % (nominal, avant impôts).

Parmi les contributeurs à la consultation publique, de nombreux acteurs jugent que les paramètres envisagés par la CRE sont trop élevés au regard des conditions de marché actuelles et que le risque porté par Enedis est largement surestimé. Ils ont notamment indiqué que le niveau de rémunération envisagé pour Enedis justifierait en contrepartie d'augmenter les risques supportés par Enedis, en renforçant le barème de pénalités pour insuffisance de qualité de service. D'autres contributeurs, dont Enedis et son actionnaire, considèrent au contraire que les paramètres proposés par Enedis, notamment le bêta, sont légitimes au regard des conditions de rémunération des opérateurs

⁴² 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) (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-dit-turpe-6-hta-bt>)

de réseaux électriques européens et de l'augmentation du bêta des gestionnaires de réseaux gaziers français, lors de la révision des tarifs en 2020.

Dans la présente décision tarifaire, la CRE retient une marge sur actif de 2,5 %, un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 2,3 % et un taux de rémunération des emprunts financiers (hors Linky) de 1,7 %.

Tableau 15 : Paramètres du calcul des charges de capital d'Enedis

Paramètres du calcul des charges de capital	TURPE 5 bis	TURPE 6	
Taux sans risque (nominal)	2,70 %	1,70 %	A
Bêta de l'actif	0,34	0,36	B
Prime de risque de marché	5,0 %	5,2 %	C
Taux d'imposition	31,79 %	26,47 %	D
Déductibilité fiscale des charges financières	75 %	100 %	E
Marge sur actif	2,5 %	2,5 %	$(B \times C) / (1 - D)$
Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	4,0 %	2,3 %	$A / (1 - D)$
Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers (hors Linky)	3,0 %	1,7 %	$A \times (1 - E \times D) / (1 - D)$

Par rapport aux valeurs retenues dans la période TURPE 5 HTA-BT, les principales évolutions portent sur les points suivants :

- Le taux sans risque retenu s'établit à 1,7 %. Il est en retrait de 100 points de base par rapport à celui retenu pour la période tarifaire TURPE 5 (2,7 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt.

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du taux sans risque sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, sur une période de 10 ans, et pour des OAT de maturité 15 ans. Par rapport à TURPE 5, la maturité des obligations considérées a été portée de 10 ans à 15 ans. Cet allongement de la maturité vise à refléter au mieux les conditions de financement d'opérateurs comparables.

- Le bêta de l'actif, fixé à 0,36, en légère augmentation par rapport au niveau retenu pour la période précédente (0,34).

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du bêta de l'actif sur les observations de marché des bêtas des opérateurs électriques comparables côtés. Cela justifie une légère hausse. Elle prend également en considération le cadre de régulation d'Enedis qui continue à protéger le niveau du chiffre d'affaires d'Enedis contre la plupart des risques. Compte tenu par ailleurs de la rémunération spécifique du projet Linky, le bêta retenu par la CRE est comparable à ceux retenus en moyenne en Europe.

- Par ailleurs, la CRE prend en compte les évolutions prévues par le projet de loi de finances pour 2021 qui confirme la baisse prévue du taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés. La CRE retient donc, pour la période TURPE 6, un taux d'impôt sur les sociétés de 26,47 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables à Enedis sur la période 2021-2024.

Ainsi, les investissements (hors Linky) financés par des capitaux propres d'Enedis sont rémunérés à un taux de 4,8 %. Cette rémunération s'applique pendant la période tarifaire TURPE 6, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres d'Enedis.

3.1.3.2 Investissements

La trajectoire de dépenses d'investissement prévue par Enedis pour la période TURPE 6 est marquée par :

- une réduction des investissements associés au projet Linky, dont la fin du déploiement est prévue en fin d'année 2021 : les dépenses moyennes annuelles associées à Linky sont estimées à 226 M€ par an sur la période TURPE 6 contre 742 M€ par an au cours de la période 2017-2019 ;

- une accélération des dépenses d'investissement, hors projet Linky, avec des dépenses moyennes annuelles de 3 629 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient en moyenne de 3 265 M€ par an (soit + 11 %) au cours de la période 2017-2019.

Au global, Enedis présente une trajectoire de dépenses d'investissement en baisse sur la période TURPE 6, avec des dépenses moyennes annuelles de 3 855 M€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 4 007 M€ par an au cours de la période TURPE 5 (soit - 4 %).

Enedis prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

Tableau 16 : Trajectoires de dépenses d'investissement d'Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants ⁴³	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle TURPE 6	Moyenne annuelle 2017-2019
Raccordement et renforcement	1 623	1 593	1 584	1 643	1 800	1 655	1 499
<i>Raccordement clients</i>	977	951	976	1 020	1 105	1 013	897
<i>Raccordement producteurs</i>	277	333	334	360	423	362	248
<i>Comptage et transformateurs</i>	111	99	79	68	68	78	97
<i>Renforcement des réseaux</i>	258	211	195	195	204	201	258
Gestion des contraintes réglementaires	445	433	415	427	412	422	421
<i>Modification d'ouvrage</i>	173	157	156	170	155	159	166
<i>Sécurité, environnement et obligations réglementaires</i>	272	277	259	257	257	263	255
Outils de travail et moyens d'exploitation	365	462	444	420	462	447	358
<i>Moyens d'exploitation et logistique</i>	119	116	112	106	114	112	121
<i>Immobilier</i>	52	92	69	74	78	78	54
<i>Systèmes d'information</i>	194	254	263	240	270	257	184
Renouvellement, Qualité & Modernisation	1 821	1 530	1 252	1 251	1 292	1 331	1 728
<i>Qualité de la desserte</i>	999	1 053	1 074	1 119	1 176	1 105	986
<i>Linky</i>	822	477	179	132	116	226	742
Investissements totaux bruts hors Linky	3 432	3 541	3 516	3 609	3 850	3 629	3 265
Investissements totaux bruts	4 254	4 018	3 695	3 740	3 966	3 855	4 007

L'évolution des dépenses d'investissement par catégories est détaillée dans le graphe ci-dessous :

⁴³ Avec les hypothèses d'inflation suivantes : 0,20 % en 2020, 0,60 % en 2021, 1,00 % en 2022, 1,20 % en 2023 et 1,50 % en 2024.



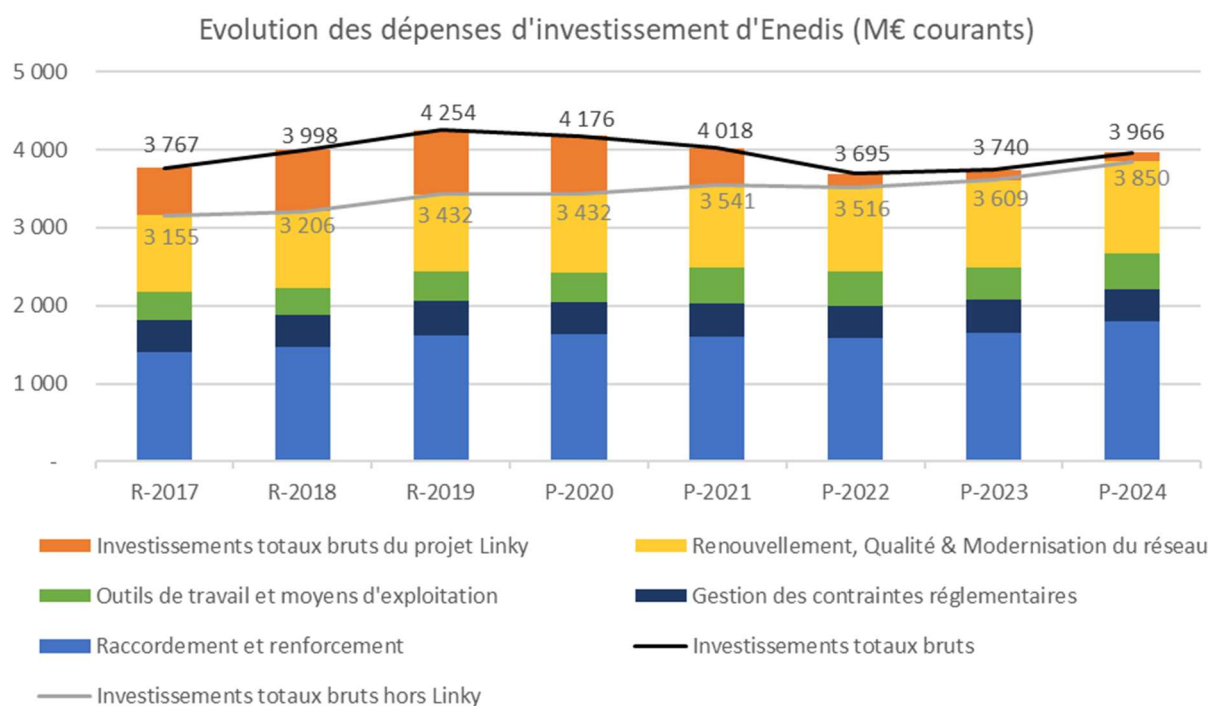


Figure 4 : Evolution des dépenses d'investissement d'Enedis sur la période 2017-2024

S'agissant des dépenses d'investissement hors Linky, la trajectoire d'investissement présentée par Enedis s'appuie sur 3 axes : (i) accompagner la PPE, (ii) maintenir la bonne qualité d'alimentation et (iii) développer et moderniser les SI. En particulier, Enedis prévoit :

- une forte hausse des investissements liés aux raccordements et aux renforcements des réseaux (1 655 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 1 499 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 10 %) : cette hausse est liée principalement à une hausse anticipée des demandes de raccordements d'installations de recharge pour véhicules électriques (en lien avec les objectifs de croissance du parc de véhicules électriques fixés par la PPE et des nouvelles dispositions réglementaires concernant l'équipement des places de stationnement dans le collectif), ainsi qu'à une augmentation des raccordements des installations de production d'EnR décentralisées (les EnR raccordées annuellement sur le réseau d'Enedis passant de 2 250 MW de puissance installée en 2019 à plus de 4 000 MW en 2024), auxquelles vient s'ajouter une croissance modérée du parc immobilier neuf ;
- une stabilité des investissements liés à la gestion des contraintes réglementaires (422 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 421 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 0 %) ;
- une forte hausse des investissements liés aux outils de travail et moyens d'exploitation (447 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 358 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 25 %) : cette hausse est liée principalement à la hausse des dépenses d'investissement SI et Télécoms (pour répondre d'une part aux évolutions du secteur et de l'activité d'Enedis et d'autre part à la volonté d'Enedis d'améliorer sa performance au service des utilisateurs du réseau), ainsi qu'à l'électrification de la flotte de véhicules d'Enedis et à trois grands projets dans le domaine immobilier (visant respectivement à regrouper la DSI d'Enedis sur deux sites, à créer un éco-campus de formation interne, et à réorganiser son réseau d'agences de conduite du réseau (ACR)) ;
- une hausse des investissements liés au renouvellement et à la modernisation du réseau (1 105 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 986 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 12 %) : cette hausse est liée principalement à une augmentation des dépenses de modernisation des ouvrages, après une stabilisation sur la période TURPE 5, du fait de la mise en œuvre de nouvelles méthodes de ciblage des ouvrages les plus à risque, afin d'améliorer la résilience du réseau aux aléas climatiques, et viser ainsi une baisse du temps de coupure à horizon 2030. Par ailleurs, la trajectoire d'Enedis intègre des dépenses de renouvellement à la suite de l'épisode neige collante de 2019.

S'agissant des investissements « réseaux » la CRE a retenu, pour élaborer les trajectoires prévisionnelles de charges de capital du TURPE 6 HTA-BT, l'intégralité des prévisions d'investissements figurant dans la demande d'Enedis.

S'agissant des investissements « hors réseaux », les montants d'investissements présentés par Enedis ont fait l'objet d'une revue dans le cadre de l'audit des charges nettes d'exploitation d'Enedis. Les ajustements finalement retenus par la CRE sont présentés au paragraphe 3.1.2.2.2. La trajectoire d'investissements retenue par la CRE dans la présente décision prend en compte ces ajustements.

La trajectoire globale d'investissements retenue par la CRE est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 17 : Trajectoire de dépenses d'investissement d'Enedis retenue par la CRE pour la période du TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants ⁴⁴	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle TURPE 6	Moyenne annuelle 2017-2019
Investissements totaux bruts hors Linky	3 432	3 528	3 505	3 606	3 846	3 621	3 264
Investissements totaux bruts du projet Linky	822	477	179	132	116	226	742
Investissements totaux bruts	4 254	4 006	3 684	3 738	3 962	3 847	4 006

Enfin, les dépenses d'investissement intégrées au périmètre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » (cf. paragraphe 3.1.3.5) sur la période 2021-2024 sont les suivantes⁴⁵ :

Tableau 18 : Trajectoire de dépenses d'investissement « hors réseaux » d'Enedis retenue par la CRE pour la période du TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle TURPE 6
Investissements Systèmes d'information	221	231	201	218	218
Investissements immobiliers	79	57	71	74	70
Investissements Véhicules	35	35	33	42	36
Investissements totaux « hors réseaux »	335	323	305	333	324

3.1.3.3 Immobilisations en cours

Comme indiqué au paragraphe 2.1.2.3, la CRE introduit pour la période tarifaire TURPE 6, une rémunération au taux de rémunération supplémentaire des emprunts financiers (hors Linky), des IEC de cycle long.

La CRE a demandé à Enedis d'identifier le volume d'investissements de cycle long qui pourraient être concernés par ce mécanisme. Si Enedis maintient sa demande d'une rémunération de l'ensemble des IEC, elle a transmis à la CRE, après la consultation publique du 8 octobre 2020, une estimation de ses IEC à cycle long. Enedis considère que les immobilisations en cours associées aux postes source et aux travaux de raccordement, de renouvellement et de structure sur le réseau HTA, se qualifient en tant qu'IEC de cycle long. Enedis estime que le volume d'IEC associé à ces investissements représentera, sur la période TURPE 6, environ 860 M€ par an, qui correspondent à la moyenne des immobilisations en cours relatives aux postes source et travaux d'ingénierie sur le réseau HTA sur la période TURPE 5. Les ouvrages identifiés par Enedis comme immobilisations en cours de cycle long représentent plus de la moitié des immobilisations en cours comptabilisées sur la période TURPE 5.

⁴⁴ Avec les hypothèses d'inflation suivantes : 0,20 % en 2020, 0,60 % en 2021, 1,00 % en 2022, 1,20 % en 2023 et 1,50 % en 2024.

⁴⁵ Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 2.1.3.2

Tableau 19 : Trajectoires des immobilisations en cours identifiées par Enedis comme de cycle long

En M€ courants	Réalisé 2017	Réalisé 2018	Réalisé 2019	Moyenne annuelle 2017-2019
Postes source	440	390	422	417
Travaux d'ingénierie sur le réseau HTA	423	451	442	438
Sous-total des immobilisations en cours	863	841	864	856
Total des immobilisations en cours	1 648	1 669	1 751	1 689

Sur la base des informations fournies par Enedis, la CRE observe que les immobilisations en cours relatives aux travaux d'ingénierie ont une durée de vie (durée entre la dépense d'investissement et la mise en service) de l'ordre de 12 mois. Par ailleurs, les ambitions d'Enedis en matière de réduction des délais des travaux de raccordement notamment, ont vocation à réduire la durée des immobilisations pour ce type d'investissement. Au contraire, les immobilisations en cours relatives aux postes source ont une durée de vie d'environ 25 mois. Ainsi, la CRE retient comme immobilisations en cours de cycle long les seuls postes source.

Ainsi, la CRE établit la trajectoire prévisionnelle suivante pour les IEC. Les écarts par rapport à cette trajectoire seront couverts au CRCP :

Tableau 20 : Trajectoires de rémunération des immobilisations en cours (en M€ courants)

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle 2021-2024
Immobilisations en cours	420	420	420	420	420

3.1.3.4 Intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR

3.1.3.4.1 Contexte

L'article 176 de la loi ELAN46 prévoit l'intégration dans le réseau public de distribution de l'ensemble des colonnes montantes électriques en exploitation à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018, sauf refus explicite du propriétaire ou des copropriétaires pendant cette période transitoire. En outre, toutes les colonnes montantes électriques mises en service à compter de la publication de cette loi appartiennent désormais au réseau public de distribution d'électricité.

Jusqu'à l'entrée en vigueur de cette loi, les colonnes montantes en exploitation étaient pour partie déjà intégrées à l'inventaire d'Enedis (dénommées « colonnes montantes en concession ») et pour le reste, considérées comme appartenant aux propriétaires d'immeuble (dénommées « colonnes montantes hors concession »). La loi ELAN conduit à une remise à titre gratuit des colonnes montantes à Enedis.

La mise en œuvre de cette disposition législative a nécessité un travail préparatif de la part d'Enedis sur trois points :

- le recensement, quantitatif et qualitatif, de l'ensemble des colonnes montantes en exploitation à partir d'une extrapolation des données cadastrales et clients, complétée par une analyse terrain menée sur 10 000 colonnes : jusque-là, Enedis ne disposait en effet pas d'un inventaire individualisé des colonnes (les colonnes en concession étaient immobilisées en masse au bilan d'Enedis). Cette étape d'inventaire a permis le recensement des 1 520 000 colonnes montantes en exploitation et de leurs caractéristiques techniques (nombre de points de livraison et d'étage desservis, âge de la colonne ou « millésime », type de colonne, etc.) sans préjuger à ce stade de leur caractère en ou hors concession ;
- la distinction des colonnes « en » et « hors » concession⁴⁷ : à partir de cet inventaire et de sa base comptable, Enedis a estimé le volume de colonnes en concession, par année de mise en service, en se fondant sur une reconstitution de ses coûts historiques d'investissements et sur un jeu de conventions et d'hypothèses. Par exemple, les colonnes montantes mises en service après la signature du contrat de concession de 1992 (suivant le modèle de cahier des charges de concession de cette année – CDC92) ont été considérées comme toutes en concession et celles datant d'avant 1966, comme toutes hors concession (car

⁴⁶ Loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

⁴⁷ La distinction des colonnes « en » et « hors » concession pour la ville de Paris n'était pas finalisée à la date de réalisation de l'audit en juillet 2020.

Enedis ne dispose pas d'inventaire permettant d'avoir une vision des colonnes montantes en concession avant cette date) ;

- par différence avec l'inventaire total, Enedis en déduit le nombre de colonnes « hors concession » ;
- la détermination d'une valorisation unitaire pour les colonnes montantes « hors concession » : à défaut de pouvoir disposer d'une valeur de marché des colonnes montantes, la méthode de valorisation appliquée par Enedis repose sur la norme comptable IFRS 1348. Enedis a ainsi retenu une « valeur de remplacement », c'est-à-dire une valeur à neuf à laquelle on applique un coefficient d'obsolescence et de vétusté. Par conséquent, la valorisation unitaire des colonnes « hors concession » diffère de celle des colonnes « en concession », qui sont valorisées au coût historique (à caractéristiques équivalentes).

En parallèle, Enedis a mené une réflexion sur la durée de vie des colonnes. Sur cette base, Enedis a retenu un allongement de 40 à 60 ans de la durée d'amortissement des colonnes montantes, fondé sur les résultats de tests techniques effectués en laboratoire ainsi que des observations terrain concernant les taux d'incidents sur les colonnes montantes.

Les premières colonnes ont été intégrées courant 2019 au bilan d'Enedis et l'allongement de la durée d'amortissement pour l'ensemble des colonnes (qu'elles soient historiquement ou nouvellement en concession) est effectif dans la comptabilité d'Enedis depuis le 1^{er} janvier 2020. L'intégration complète de l'ensemble des 768 000 colonnes estimées par Enedis hors concession (dites colonnes « Elan ») est prévue pour fin 2020. Enedis estime la valeur nette comptable de ces colonnes à 497 M€, qui viendront augmenter la BAR d'Enedis, mais pas les capitaux propres régulés.

En application de la marge sur actif (fixée à 2,5 % pour la présente période tarifaire), l'impact tarifaire de cette intégration s'élève à +32 M€/an :

- + 12 M€/an, au titre de la rémunération de ces actifs, avec une diminution tendancielle liée à l'amortissement des actifs ;
- + 20 M€/an de dotations aux amortissements.

Il est à noter par ailleurs que l'allongement de la durée de vie comptable des colonnes montantes en concession a plusieurs conséquences pour Enedis et pour le tarif :

- une augmentation de la valeur d'entrée dans la BAR des nouvelles colonnes montantes, un plus grand nombre de colonnes étant considérées comme non-amorties. Si la durée de vie des colonnes montantes n'avait pas été allongée, la valeur nette comptable à intégrer à la BAR aurait été de 200 M€, et non pas de 497 M€ ;
- une reprise de provision pour renouvellement pour un montant de 60 M€ pour l'année 2019, diminuant d'autant le niveau des charges de capital normatives pour cette année, ainsi qu'une baisse des dotations aux amortissements qu'Enedis, estime à près de 30 M€/an à partir de 2020.

3.1.3.4.2 Objectif et réalisation de l'audit de la CRE

Au vu de la complexité de ce sujet et des montants financiers en jeu, la CRE a fait réaliser un audit par un consultant externe, sur les mois de juin et juillet 2020, afin de mener :

- une analyse de la méthode utilisée par Enedis pour le recensement des colonnes montantes « en » et « hors » concession et une analyse des résultats de l'inventaire, appuyées par une évaluation sur deux concessions représentatives ;
- une analyse et appréciation comptable portant sur la détermination de la valeur unitaire des colonnes « hors concession » et une évaluation de la doctrine utilisée pour justifier le changement de la durée de vie.
- une étude d'impact sur le montant des charges de capital d'Enedis (rémunération et amortissements).

Le rapport associé à cet audit a été publié dans le cadre de la consultation publique du 8 octobre 2020 et de la présente délibération.

⁴⁸ IFRS 13 : la juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif dans une transaction ordonnée sur le marché principal (ou le plus avantageux) à la date d'évaluation selon les conditions courantes du marché (i.e. un prix de sortie), que ce prix soit directement observable ou estimé en utilisant une autre technique d'évaluation. En l'absence de marché, la valeur peut être déterminée selon la technique de l'*income approach* ou du *cost approach*.

S'agissant de la méthode d'inventaire et d'identification du nombre de colonnes « en » et « hors » concession, les conclusions de l'audit sont les suivantes :

- le recensement global des 1 520 000 colonnes en exploitation, fondé sur une méthode algorithmique complétée par une analyse terrain sur 10 000 colonnes, est considéré comme pertinent par l'auditeur, qui conclut que le dénombrement global est raisonnablement représentatif de la réalité ;
- en revanche, s'agissant de la distinction des colonnes « en » et « hors » concession, l'auditeur considère que certaines des hypothèses retenues par Enedis ne sont pas justifiées et tendent à faire augmenter le nombre de colonnes « hors concession » (+ 27 % selon l'auditeur).
 - Le consultant souligne par exemple que, bien que les documents comptables ne permettent pas de remonter avant 1966, il aurait dû être considéré que certaines colonnes étaient en concession avant cette date. Ne pas retenir cette hypothèse revient à maximiser le nombre de colonnes « hors » concession et entraîne une discontinuité importante dans le dénombrement des colonnes « en » concession qui n'est, pour l'auditeur pas réaliste ni justifiable.
 - En outre, l'auditeur souligne que :
 - le fait de considérer que les colonnes antérieures à 1958 n'ont été rénovées qu'à partir de 1966 a pour conséquence de rajeunir le parc de colonnes et donc d'augmenter la valeur nette comptable à intégrer pour les colonnes « hors » concession ;
 - 4 000 colonnes post cahier des charges de 1992 sont considérées « hors concession ».

S'agissant de la valorisation individuelle des colonnes « hors concession », l'auditeur considère qu'il n'est pas justifié qu'Enedis perçoive une rémunération sur la base d'une valeur unitaire moyenne des colonnes « hors concessions » différente de celle des colonnes « en concessions ». Il indique que pour la détermination de la rémunération, une méthode d'estimation pertinente aurait été de s'appuyer sur les observables que constituent les colonnes déjà en concession et d'appliquer la même méthode de valorisation pour l'ensemble des colonnes.

Enfin, s'agissant de l'allongement de la durée de vie comptable de 40 ans à 60 ans, l'auditeur ne remet pas en cause les études techniques menées par Enedis sur des échantillons de colonnes pour justifier cet allongement. Il indique néanmoins que, sans retour quantifié et structuré sur l'état des ouvrages, il aurait été raisonnable de définir une période d'observation avant de procéder à un allongement de la durée de vie comptable.

3.1.3.4.3 Analyse de la CRE

Le recensement et l'identification des colonnes montantes réalisés par Enedis sont le fruit d'un travail important et complexe mené sur plusieurs années. La CRE constate qu'au vu des données disponibles et dans un souci de simplification de ce processus complexe, il a été nécessaire pour Enedis de prendre un certain nombre d'hypothèses dimensionnantes.

La CRE partage, comme elle l'a indiqué dans la consultation publique d'octobre 2020, la plupart des conclusions de l'auditeur. Elle considère que certaines des conventions retenues par Enedis tendent, de façon injustifiée, à augmenter la valeur totale des colonnes « hors concession » qui seront intégrées d'ici fin 2020 à la BAR d'Enedis.

Méthode d'inventaire et d'identification des colonnes

S'agissant de la méthode d'inventaire et d'identification des colonnes, la CRE considère que la majorité des recommandations de l'auditeur sont pertinentes, à l'exception de celle relative aux colonnes post CDC92, cf. infra, concernant notamment la présence de colonnes en concession dès 1958 ainsi que l'hypothèse de rénovation des colonnes au cours de la période s'étalant de 1958 à 1992.

La CRE avait précisé que si Enedis ne rectifiait pas son inventaire en conséquence avant l'intégration comptable à fin novembre 2020 des colonnes « hors concession », elle envisagerait alors de procéder à un retraitement extra-comptable, afin de déterminer le montant des charges de capital associées à ces colonnes devant être couvertes par le tarif.

Valorisation des colonnes « hors concession »

En ce qui concerne la valorisation des colonnes « hors concession », la CRE partage les conclusions de l'auditeur et considère que les hypothèses retenues par Enedis conduiraient à une hausse non justifiée des charges de capital liées à l'intégration des colonnes montantes. La CRE considère que les coûts unitaires moyens d'un gestionnaire

de réseau efficace, qui sont les seuls qu'elle doit couvrir dans les tarifs, ne peuvent pas différer entre colonnes en concession et hors concession, dont les caractéristiques techniques sont les mêmes.

Enedis ayant déjà intégré certaines colonnes « hors concession » à son bilan comptable, la CRE a indiqué dans la consultation envisager de procéder à un retraitement extra-comptable pour calculer les CCN associées aux colonnes montantes : chaque année, à compter de 2021, la CRE retiendrait une valorisation des colonnes montantes « hors concession » cohérente avec les valeurs comptables des colonnes « en concession ». Cet ajustement extra-comptable s'appliquerait, par cohérence, aux dotations aux amortissements associés.

Durée d'amortissement des colonnes montantes

Enfin, s'agissant de la modification de la durée d'amortissement des colonnes montantes, la CRE a indiqué dans sa consultation publique prendre acte de la décision d'Enedis qui est fondée sur une analyse des possibilités techniques de ces actifs, et donc envisager de prendre en compte cette modification pour calculer les charges de capital d'Enedis.

La moitié des acteurs s'étant prononcés sur ces ajustements sont favorables aux propositions de la CRE. Certains de ces acteurs considèrent par ailleurs que la CRE aurait dû aller plus loin et s'interrogent notamment sur le caractère opportuniste de l'allongement de la durée de vie et de son impact sur les trajectoires de renouvellement des colonnes montantes. Enedis, au contraire, et plusieurs autres acteurs, estiment que les ajustements concernant l'inventaire ne sont pas justifiés et relèvent d'un débat d'expert. Par ailleurs, ces acteurs soulignent que les coûts supportés par Enedis doivent être couverts par le tarif et remettent donc en cause la légitimité de l'ajustement sur les dotations aux amortissements.

A la suite de ces retours, la CRE décide de maintenir ses propositions d'ajustements autant sur l'inventaire que sur la valorisation des colonnes. En effet, la CRE maintient sa constatation que certaines des conventions retenues par Enedis tendent, de façon injustifiée, à augmenter la valeur totale des colonnes « hors concession » et que cette stratégie génère des surcoûts qui ne correspondent pas à ceux d'un gestionnaire de réseaux efficace et n'ont donc pas vocation à être couverts par les tarifs.

Dans l'hypothèse où Enedis ne procéderait pas à un ajustement de la valeur d'entrée des colonnes montantes aboutissant à une valeur globale identique à celle retenue dans la présente délibération, la CRE procédera aux ajustements extra-comptables nécessaires. Pour cela, la présente délibération définit des trajectoires d'ajustements, présentées en annexe 9, de la BAR, des CPR ainsi que des dotations d'amortissement. Ces ajustements ont été calculés à partir, d'une part, de l'inventaire des colonnes montantes et des éléments de valorisation fournis par Enedis et, d'autre part, des ajustements proposés par l'auditeur et retenus par la CRE.

3.1.3.5 Charges de capital normatives

Trajectoire des charges de capitaux normatives

Le tableau ci-dessous présente les trajectoires prévisionnelles de la BAR hors Linky, de la BAR Linky et des CPR d'Enedis de 2021 à 2024 (incluses CPR TURPE 2).

Tableau 21 : Trajectoires prévisionnelles de la BAR hors Linky, de la BAR Linky et des CPR d'Enedis

En M€ courants	2019 réa- lisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021- 2024
BAR hors Linky (au 01.01.N)	51 043	53 982	55 130	56 362	57 608	55 770
BAR Linky (au 01.01.N)	1 652	2 803	3 027	2 778	2 540	2 787
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	7 637	8 893	9 431	10 063	10 708	9 774



Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) d'Enedis de 2021 à 2024 :

Tableau 22 : Trajectoire prévisionnelle des CCN d'Enedis

En M€ courants	2019 réa- lisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021- 2024
Charges de capital hors Linky ⁴⁹ (1)	4 108	4 170	4 282	4 450	4 575	4 369
<i>dont application de la marge sur actif</i>	1 276	1 350	1 378	1 409	1 440	1 394
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	305	205	217	231	246	225
<i>dont dotations aux amortissements hors Linky</i>	2 529	2 649	2 731	2 855	2 936	2 793
<i>dont dotations aux provisions pour renouvellement</i>	-2	-33	-44	-46	-47	-42
CCN Linky (2)	333	540	559	523	487	527
<i>dont rémunération de la BAR Linky</i>	169	287	310	285	260	286
<i>dont amortissement de la BAR Linky</i>	163	253	249	238	227	242
Rémunération des IEC (3)	0	7	7	7	7	7
Retraitement total au titre de l'intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR (hors Linky) (4)	0	-12	-11	-11	-10	-11
Charges de capital totales (1)+(2)+(3)+(4)	4 441	4 706	4 837	4 969	5 060	4 893

Trajectoire des charges de capital normatives « hors réseaux »

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR et de CCN au titre des actifs « hors réseaux » d'Enedis de 2021 à 2024, qui font l'objet d'une régulation spécifique (définie au paragraphe 2.3.2.2 de la présente délibération) :

Tableau 23 : Trajectoire prévisionnelle de la BAR « hors réseaux »

En M€ courants	2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021- 2024
BAR Systèmes d'information (au 01.01.N) ⁵⁰	161	534	551	558	503	536
BAR Immobilier (au 01.01.N)	221	233	267	277	299	269
BAR Véhicules (au 01.01.N)	55	60	69	77	82	72
BAR totale « hors réseaux »	437	827	888	912	884	878

⁴⁹ Ces trajectoires intègrent les charges de capital relatives aux actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

⁵⁰ En 2019, seule la BAR au périmètre incité (selon la définition TURPE 5) est retracée dans ce tableau, alors que pour les années 2021 à 2024, l'ensemble des SI (hors Linky) mis en service au 31.12.2020 sur les 2 périmètres incités et non incités est intégré. Pour les actifs, avec une

Les actifs concernés par ce mécanisme n'ayant pas pour contrepartie des passifs de concession, ils sont rémunérés en tant que capitaux propres régulés. Ainsi, les montants prévisionnels des charges de capital « hors réseaux » 51 sont les suivants :

Tableau 24 : Trajectoire prévisionnelle des charges de capital incitées

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
Charges de capital Systèmes d'information	230	251	283	263	257
<i>Rémunération Systèmes d'information</i>	26	26	27	24	26
<i>Amortissements Systèmes d'information</i>	204	225	256	239	231
Charges de capital Immobilier	56	60	62	66	61
<i>Rémunération Immobilier</i>	11	13	13	14	13
<i>Amortissements Immobilier</i>	45	47	49	51	48
Charges de capital Véhicules	28	30	32	36	32
<i>Rémunération Véhicules</i>	3	3	4	4	3
<i>Amortissements Véhicules</i>	26	27	28	32	28
Charges de capital incitées	314	341	377	364	349

Enedis étant incité à la maîtrise de ces charges de capital, les écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées ne seront pas pris en compte au CRCP sur la période TURPE 6.

3.1.4 CRCP au 1^{er} janvier 2021

Le montant total prévisionnel du solde du CRCP d'Enedis au titre du TURPE 5 HTA-BT à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à + 588 M€ en faveur d'Enedis, s'ajoutant donc au revenu autorisé du TURPE 6. Ce solde s'explique principalement par :

- des recettes tarifaires inférieures aux prévisions à hauteur de 486 M€ ; cet écart s'explique en majorité par l'impact de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité en 2020 (effet estimé à - 9,3 TWh de volumes acheminés par Enedis, dont - 6,5 TWh sur le premier semestre 2020) ;
- des charges liées à l'achat des pertes supérieures de + 226 M€ aux prévisions, en raison d'un coût de l'électricité en 2020 (44 €/MWh) supérieur aux prévisions utilisées pour 2020 lors de l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT (39 €/MWh) ;
- des contributions au Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE) supérieures de + 164 M€ aux prévisions. Cet écart s'explique par :
 - une charge de + 80 M€ liée au rattrapage de la méthode forfaitaire sur la période 2012-2017⁵² ;
 - une charge liée à la méthode forfaitaire pour l'année 2020 évaluée à + 28 M€ ;
 - des dotations FPE pour EDF SEI, EDM, Gérédis et EEWf en 2020 évaluées à + 227 M€, soit un écart de + 59 M€ par rapport à la valeur prévisionnelle retenue lors de l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT ;

mise en service prévisionnelle postérieure au 31.12.2020, seules les charges prévisionnelles au périmètre incité (selon la définition TURPE 6) sont présentées ensuite.

⁵¹ Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 2.1.3.3

⁵² En application des arrêtés du 13 juin 2019 relatifs aux coefficients à appliquer à la formule du fonds de péréquation de l'électricité pour les années 2012 à 2017

- des charges d'accès au réseau public de transport en 2020 inférieures de - 170 M€ à la prévision, du fait de la baisse des soutirages d'Enedis sur le réseau RTE ;
- des charges de capital inférieures de - 132 M€ aux prévisions. Cet écart s'explique principalement par un coût de programme Linky moins important que prévu, entraînant un niveau d'amortissements et une assiette de rémunération moins élevés que prévus. Un éventuel retard dans l'exécution de son programme d'investissements 2020 n'a pas été chiffré par Enedis à ce stade ;
- une pénalité globale de - 28 M€ associée à la régulation incitative des pertes.

Tableau 25 : Solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2021

	Montant (M€ ₂₀₂₀)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2020	285
Ecart prévisionnels sur les postes inclus au périmètre du CRCP	287
<i>dont écart anticipé sur les recettes tarifaires</i>	358
<i>dont écart anticipé sur les charges d'achat des pertes</i>	226
<i>dont écart anticipé sur les contributions au FPE</i>	164
<i>dont écart anticipé sur les charges d'accès au réseau public de transport</i>	-170
<i>dont écart anticipé sur les charges de capital</i>	-132
<i>dont pénalités anticipées</i>	-28
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	15
Solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2021	588

La CRE reconduit la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le TURPE 5 HTA-BT. Le solde du CRCP du TURPE 5 HTA-BT, au 1^{er} janvier 2021, sera ainsi remboursé au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du TURPE 6 HTA-BT, soit un montant de 153 M€ par an s'ajoutant aux charges à couvrir.

Le montant du solde du CRCP de l'année 2020 pris en compte par la présente décision tarifaire est un montant provisoire. Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2022.

3.1.5 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2021-2024

Le revenu autorisé d'Enedis pour la période 2021-2024 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.1.2) ;
- les charges de capital (cf. paragraphe 3.1.3) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 1^{er} janvier 2021 (cf. paragraphe 3.1.4) ;
- l'apurement du compte régulé de lissage (CRL) Linky, conformément aux dispositions de la délibération de 2014 relative à la régulation incitative du projet Linky.

Il se décompose de la manière suivante :

Tableau 26 : Revenu autorisé pour la période TURPE 6 HTA-BT :

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
Charges liées au système électrique	4 752	4 855	4 869	4 889	4 927	4 885
Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	4 673	4 613	4 571	4 497	4 459	4 535

Charges de capital normatives	4 442	4 706	4 837	4 969	5 060	4 893
Apurement CRCP	- 21	153	153	153	153	153
Apurement CRL	- 304	-228	-7	165	291	55
Revenu autorisé	13 541	14 099	14 424	14 673	14 890	14 522

Le niveau moyen des charges à couvrir d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT (CNE + CCN) s'élèvera à 14 313 M€/an en moyenne. Il évolue ainsi, sur la période 2019-2024 de + 0,6 % en moyenne par an, sous l'effet d'une baisse des charges d'exploitation de - 0,1 % par an en moyenne et une hausse des CCN de + 2,6 % par an en moyenne.

Le revenu autorisé d'Enedis (charges à couvrir auxquelles s'ajoutent l'apurement du CRCP et celui du CRL) évolue de +4,12 % entre 2019 et 2021, et ensuite de +1,8 % en moyenne par an sur la période du TURPE 6.

3.2 Hypothèses d'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés

3.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le TURPE 5 HTA-BT

Le TURPE 5 prévoyait sur la période 2017-2020 une évolution moyenne du nombre de consommateurs de + 0,8 % par an et une évolution moyenne du volume acheminé de + 0,5 % par an hors effet climat.

Sur la période 2017-2019, le nombre de clients raccordés au réseau d'Enedis a progressé légèrement plus vite que prévu. En revanche, les volumes acheminés par Enedis (i.e. soutirés de son réseau) ont été inférieurs de près de 3 TWh par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTA-BT (soit - 1 % environ). En corrigeant des variations du climat, l'écart est même de 5 TWh en moyenne. Il s'agit selon Enedis essentiellement d'une baisse de la consommation des ménages plus forte que prévue.

Par ailleurs, les consommations de l'année 2020 sont en fort retrait par rapport aux prévisions, en raison principalement de la crise liée à l'épidémie de COVID-19.

Tableau 27 : Nombre de consommateurs et volumes acheminés sur la période du TURPE 5 HTA-BT

		2017		2018		2019		2020	
		Prév. TURPE 5	Réalisé	Prév. TURPE 5	Réalisé	Prév. TURPE 5	Réalisé	Prév. TURPE 5	Estimé*
Nombre de consommateurs (milliers)		36 196	36 259	36 487	36 565	36 780	36 951	37 076	37 193
Volume acheminé (TWh)	à climat réel	353	352	353	351	354	347	356	333
	hors effet climat*		348		349		348		

*inclut l'effet de la crise sanitaire

3.2.2 Demande d'Enedis

Soutirages

Pour projeter les volumes réalisés sur la période TURPE 6, Enedis a analysé les sous-jacents (climat, taux de croissance structurelle, autres effets) de l'évolution des volumes réalisés sur la période 2017-2019.

Pour déterminer le taux de croissance structurelle récent, Enedis retraite des volumes réalisés sur la période 2017-2019 les effets du climat, du calendrier (années bissextiles et nombre de week-ends) et des effacements (périodes EJP et Tempo). Enedis estime ainsi un taux de croissance structurelle proche de 0 % sur la période 2017-2019. Ce taux résulte notamment de deux effets se compensant :

- l'augmentation du nombre de sites qui s'établit à + 0,9 % par an (entre 320 000 et 350 000 sites supplémentaires par an) ;

- la baisse de la consommation individuelle liée aux actions de maîtrise de la demande en énergie et au moindre placement du chauffage électrique dans les logements neufs, qui s'établit à - 1 % par an.

Enedis anticipe une stabilisation de ces évolutions pour la période du TURPE 6 : Enedis considère notamment que l'impact du développement de nouveaux usages (déploiement des véhicules électriques par exemple) devrait être compensé par le déploiement de l'autoconsommation et l'intensification des actions d'efficacité énergétique. Enedis prévoyait ainsi dans son dossier tarifaire des volumes soutirés stables hors effet climat et une légère croissance du nombre de consommateurs.

Enedis a par ailleurs mis à jour sa demande tarifaire avec une analyse chiffrée de l'effet du COVID-19 sur les volumes acheminés par Enedis pour la période du TURPE 6. Enedis anticipe ainsi un retour à la normale en 2024, après un retrait des volumes acheminés de 7 TWh en 2021, et 4 TWh en 2022 et de 1 TWh en 2023 par rapport à sa demande initiale.

Tableau 28 : Trajectoires de volume d'acheminement et de nombre de consommateurs issues du dossier de demande tarifaire d'Enedis

	2021	2022	2023	2024
Volume d'acheminement hors effet COVID-19 (TWh)	347,8	347,8	347,8	349,2*
Volume d'acheminement post effets COVID-19 (TWh)	340,7	343,5	346,4	349,2
Nombre de consommateurs raccordés (en milliers)	37 527	37 864	38 205	38 548

* L'augmentation du volume acheminé en 2024 s'explique par le fait qu'il s'agit d'une année bissextile (effet estimé par Enedis à +1.2 TWh).

La somme des puissances souscrites a quant à elle été estimée par Enedis par segment de clientèle sur la période 2021-2024 en projetant sur cette période l'évolution observée entre les années 2019 et 2020 :

- stabilité pour les clients HTA (CARD et C2/C3) ;
- hausse régulière de + 1,3 % par an pour les clients BT >36 kVA (C4) ;
- hausse régulière de + 0,9 % par an pour les clients BT ≤ 36 kVA (C5).

L'évolution des puissances souscrites est selon Enedis tirée par les dynamiques respectives des effectifs de chaque segment de consommateurs, Enedis n'identifiant pas de tendance d'évolution de la puissance souscrite par utilisateur.

Injections

Le niveau moyen des injections depuis le réseau de transport prévu par Enedis sur la période du TURPE 6 s'établit à un niveau en baisse d'environ 12 TWh (- 4 %) par rapport à 2019. Cet effet volume joue à la baisse sur le niveau du péage RTE. Il s'explique, en début de période par la forte baisse de la consommation due au COVID-19, et en fin de période par la hausse de la production décentralisée (+3,6 TWh, soit + 7 % par an en moyenne sur la période 2021-2024), qui vient compenser la reprise de la consommation.

3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE a procédé à l'analyse des trajectoires de nombre de clients, puissances souscrites et volumes acheminés présentées par Enedis.

Lors de la préparation du dossier tarifaire, la CRE avait demandé aux opérateurs de produire des prévisions reposant sur des hypothèses communes. Conformément à cette demande, les opérateurs se sont coordonnés pour présenter des trajectoires cohérentes.

La CRE considère que les prévisions d'Enedis sont cohérentes, à la fois avec les dernières valeurs réalisées et avec les évolutions en cours du système électrique et des nouveaux usages, prenant en compte les différents effets, à la hausse comme à la baisse, du déploiement de Linky, des efforts de maîtrise de la demande en énergie, du déploiement du véhicule électrique ou encore de l'autoconsommation. Ces hypothèses tiennent par ailleurs compte des impacts sur la consommation d'électricité et donc sur les soutirages sur le réseau de distribution de la crise liée au COVID-19, qui s'étendent jusqu'à 2023, point soulevé par les répondants à la consultation publique.



La CRE retient donc les hypothèses d'Enedis concernant le nombre de clients desservis, la somme des puissances souscrites et les volumes acheminés par segment de clientèle, dont dépendent les trajectoires de charges et de recettes prévisionnelles d'Enedis.

3.3 Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Le TURPE 5 HTA-BT était caractérisé par une hausse initiale du niveau tarifaire de + 2,7 %, suivie d'une évolution à l'inflation. Pour ce qui est du TURPE 6 HTA-BT, la CRE, attachée au principe de continuité tarifaire, souhaite éviter qu'une hausse au 1^{er} août 2021 du niveau tarifaire, éventuellement combinée avec les effets des évolutions de la structure tarifaire, affecte trop fortement des utilisateurs précaires ou au profil de consommation atypique. Ainsi, l'évolution des coefficients tarifaires sera lissée pendant la période du TURPE 6 sur la base de la trajectoire des charges à couvrir et des souscriptions prévisionnelles de la période tarifaire.

Les grilles tarifaires applicables au 1^{er} août 2021 sont définies au paragraphe 5.2.1 de la présente délibération. Elles correspondent à une hausse de + 0,91 % en moyenne au 1^{er} août 2021 par rapport aux grilles tarifaires actuellement en vigueur et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

L'évolution tarifaire au 1^{er} août 2021, ainsi que les évolutions annuelles des grilles tarifaires sur les années 2022 à 2024, selon les principes définis au paragraphe 2.2.2, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application des grilles tarifaires du TURPE 6 HTA-BT aux hypothèses de nombre de clients, puissances souscrites et volumes acheminés soient égales, en valeur actualisée de 2021 à 2024, au revenu autorisé total sur la période.

Compte tenu de l'équilibre entre recettes tarifaires prévisionnelles et revenu autorisé sur la période 2021-2024 et des évolutions annuelles des grilles tarifaires, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0.

Ainsi, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

Tableau 29 : Revenu autorisé et recettes tarifaires prévisionnels d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT

<i>en M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024	Valeur actuelle nette
Revenu autorisé prévisionnel	14 099	14 424	14 673	14 890	56 624
Recettes tarifaires prévisionnelles (hors apurement du solde du CRCP)	14 058	14 236	14 707	15 094	56 624
<i>Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel</i>	- 41	- 188	34	204	0,0

A titre indicatif, les sous-jacents de cet équilibre tarifaire sont les suivants :

Tableau 30 : Inflation prévisionnelle et facteur d'évolution X du TURPE 6 HTA-BT

	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N	0,60 %	1,00 %	1,20 %	1,50 %
Facteur d'évolution X	0,31 %	0,31 %	0,31 %	0,31 %
Evolution prévisionnelle au 1 ^{er} août de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	0,91 %	1,31 %	1,51 %	1,81 %

4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont affectés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à faire payer à chaque utilisateur les coûts qu'il génère par son utilisation des réseaux d'électricité. En cherchant à réduire et à optimiser sa facture, l'utilisateur réduit les coûts qu'il génère pour le réseau, à court et à long terme.

Le rôle de la structure tarifaire est renforcé par la transformation du système électrique. Si la consommation annuelle d'électricité en France est globalement stable depuis plusieurs années (mise à part la baisse observée en 2020 en raison de la crise COVID-19), l'enjeu pour le réseau réside surtout dans la capacité à **satisfaire la pointe de demande électrique** principalement marquée du fait des usages thermosensibles (chauffage électrique). Par ailleurs, le **développement accéléré des parcs de production éoliens et photovoltaïques** ainsi que des nouvelles technologies (le **stockage**, le **pilotage des véhicules électriques**, la **flexibilité**, etc.) posent de nouveaux défis tout en apportant aussi de nouvelles opportunités aux gestionnaires de réseaux.

Dans ce contexte, la CRE a engagé des travaux, afin de faire évoluer la structure tarifaire, pour lui permettre d'accompagner l'évolution des usages en reflétant correctement les coûts et bénéfices associés. Pour cela, la CRE s'est appuyée sur des données de réseaux plus fines, transmises par les opérateurs, ainsi que sur des courbes de charges transmises directement par les utilisateurs, en réponse aux diverses consultations de la CRE. En effet, compte-tenu des enjeux associés aux évolutions de la structure tarifaire, de la complexité des sujets à traiter ainsi que du besoin de visibilité exprimé par les acteurs, la CRE a très largement consulté sur les évolutions envisagées, au travers de trois consultations publiques traitant de la structure, menées entre mai 2019 et octobre 2020. Par ailleurs, la CRE publiera les données, les outils et modèles ayant permis la réalisation des travaux de structure, à l'exception de celles révélant des secrets protégés par la loi, afin de permettre aux acteurs de s'approprier au mieux les fondements et les conditions de mise en œuvre de ces évolutions.

4.1 Les enjeux de la tarification des réseaux

4.1.1 Principes de tarification des réseaux

La CRE construit les grilles tarifaires en respectant plusieurs principes fondamentaux :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'utilisation du réseau s'appliquent sur l'ensemble du territoire national ;
- **Non-discrimination / reflet des coûts** : la tarification doit refléter les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- **Horo-saisonnalité** : conformément à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local [...].* ».

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent concilier les objectifs suivants :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme, car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;
- **Lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts d'implémentation liés à sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. En conséquence, la structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;

- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **Acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conservent une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

Ces principes, inchangés depuis le TURPE 5, ont été soumis à l'appréciation des parties prenantes dans les consultations publiques de la CRE de mai 2019, mars 2020 et octobre 2020. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour la période du TURPE 6.

4.1.2 Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématisée, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût limité pour les réseaux, lié à l'accroissement des pertes électriques principalement, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire, à terme, des besoins coûteux de renforcement du réseau.

Les réseaux de distribution d'électricité sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée) y compris en cas d'indisponibilité d'un ouvrage. Ainsi, les coûts de ces réseaux dépendent pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Comme l'illustre la figure suivante, ces périodes les plus chargées ont principalement lieu en hiver.

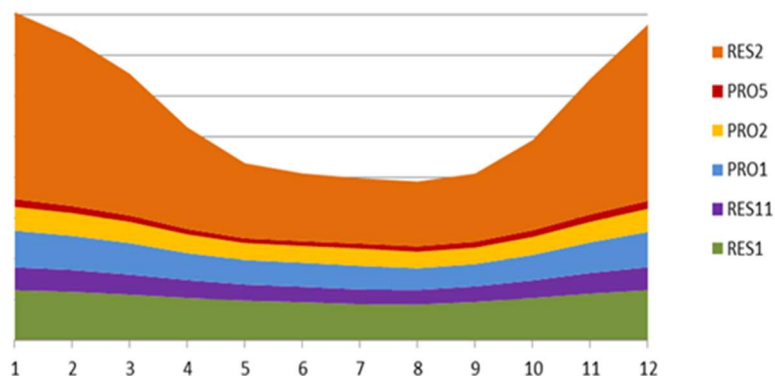


Figure 5 : Répartition en base 100 de la consommation française d'électricité des points de livraison raccordés en BT <36 kVA par mois et par segment (source : Enedis)

Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs que les coûts de réseau qu'ils engendrent ne sont pas les mêmes selon le moment de la sollicitation. En incitant les utilisateurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet de coordonner les décisions d'exploitation et d'investissements des gestionnaires de réseaux et des utilisateurs. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble. Cette approche a été employée historiquement, avec succès, sous la forme des offres de fourniture intégrées « heures pleines/heures creuses » afin de limiter les appels de charge les plus importants en début et en fin de journée et lisser ainsi la charge au niveau national au sein d'une journée. Le comportement des utilisateurs s'est adapté, par exemple avec la généralisation de l'asservissement des ballons d'eau chaude, à ce type de signaux tarifaires, générant sur le long terme d'importantes économies sur le dimensionnement du système électrique français.

4.1.3 Une juste répartition puissance/énergie

La nécessité de fixer *ex ante* un tarif lisible et cohérent amène à effectuer des simplifications, tout en gardant l'objectif de limiter la pointe locale lors des périodes critiques pour le réseau.

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe individuelle et permet de ce fait de limiter la pointe de réseau. En ce sens, elle apparaît adaptée aux spécificités du réseau français. Toutefois, un tarif répercutant l'ensemble des coûts à la puissance souscrite serait contre-productif et induirait des transferts entre utilisateurs. En effet, les utilisateurs ne sont pas tous présents exactement de la même façon aux heures les plus chargées : à puissance de pointe égale, ceux présents le plus longtemps pendant les périodes les plus chargées génèrent plus de coûts de réseau que ceux présents pendant seulement une partie de ces dernières, ce qui est reflété dans la tarification à l'énergie soutirée.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance et à l'énergie.

4.1.4 Des évolutions de factures maîtrisées

Si l'envoi de signaux économiques est nécessaire pour maîtriser les coûts de réseaux et donc les factures sur le long terme, la CRE accorde également une vigilance particulière à l'acceptabilité des tarifs à plus court terme et donc aux évolutions de factures associées aux modifications de la structure tarifaire.

La CRE a pris en compte les craintes exprimées par certains acteurs, en réponse aux différentes consultations publiques, s'agissant de leurs évolutions de factures. Elle s'est assurée que les évolutions introduites pour la période TURPE 6 ne conduisent pas à court terme à des conséquences trop importantes ou brutales en termes de facturation pour les utilisateurs des réseaux. Elle a notamment mis en place un lissage sur 4 ans des différentes évolutions (cf. paragraphe 4.3.3.3). Les fournisseurs seront ainsi incités à progressivement prendre en compte ces évolutions dans leurs offres, ce qui génèrera des économies de réseaux substantielles, qui bénéficieront à la collectivité sur le long terme.

L'analyse détaillée des évolutions de facture liées aux changements de structure tarifaire retenus est présentée en annexe 10.

En outre, l'évolution de structure aura des effets dilués et progressifs sur les factures d'électricité des plus petits consommateurs, dans la mesure où, pour les consommateurs ayant souscrit une offre de fourniture intégrée, les signaux tarifaires relatifs aux réseaux ne sont pas nécessairement intégralement transmis dans le prix facturé. En effet, le prix facturé à ces consommateurs est composé de la fourniture, des prélèvements obligatoires et d'un montant couvrant l'acheminement, correspondant fréquemment à la moyenne des options du TURPE envisagées pour la catégorie de clients souscrivant l'offre.⁵³

De façon similaire, les tarifs réglementés de vente (TRV), construits par empilement, intègrent pour chaque option de TRV une brique « TURPE moyen optimisé », reflétant seulement en moyenne les signaux tarifaires transmis par l'option tarifaire du TURPE souscrite pour chaque consommateur.

4.2 Maintien de la structure générale du TURPE 5 HTA-BT

4.2.1 Composantes tarifaires

En première approche, les « coûts des réseaux » supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent être classés de la façon suivante :

- les **coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau en tant que tel, mais du type de service permettant l'accès et l'utilisation de ce réseau, apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés (les coûts de la gestion clientèle, l'accueil téléphonique, la facturation et le recouvrement, l'entretien des dispositifs de comptage, de relève et de transmission de données de facturation,...) ;
- les **coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, très faibles à ce jour), mais variables à long terme par le jeu des investissements ;

⁵³ A titre d'illustration, en BT ≤ 36 kVA, le compteur Linky offre deux calendriers : le « calendrier GRD » permet de diviser la période de facturation du TURPE en 4 plages temporelles, tandis que le « calendrier fournisseur » permet aux fournisseurs de facturer leurs clients sur 10 plages temporelles distinctes.

- les **coûts de compensation des pertes électriques** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution des utilisateurs à ces coûts dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves**, correspondant aux coûts de la constitution des réserves d'équilibrage (réglage de la fréquence, reconstitution des services système, réserves rapide et complémentaire, reconstitution des marges, interruptibilité) ainsi qu'aux coûts du réglage de la tension ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

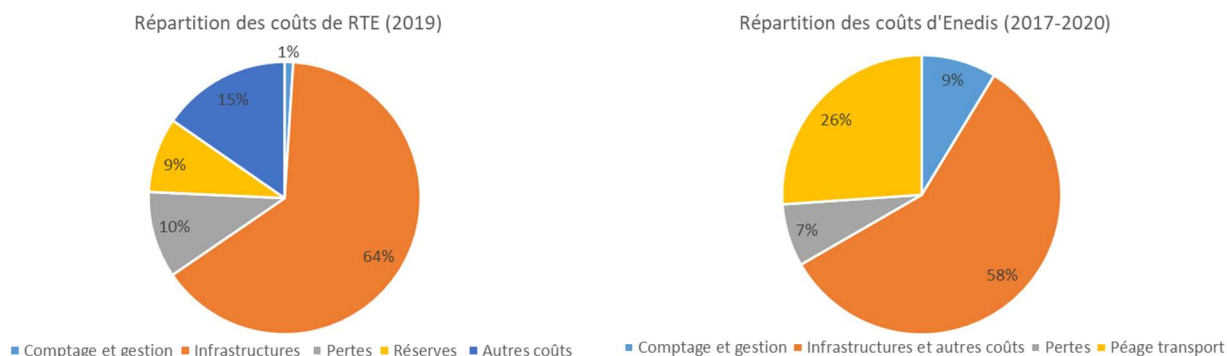


Figure 6 : Répartition illustrative des charges annuelles portées par RTE et Enedis (source : données RTE et Enedis, analyse CRE)

Ces coûts sont répercutés aux utilisateurs de réseaux selon un ensemble de composantes, différenciées par niveau de tension, qui sont les suivantes :

- des **composantes fixes** (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage. Ces coûts ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- une **composante de soutirage**, qui couvre les coûts d'infrastructure, les coûts de compensation des pertes, les coûts des réserves ainsi que les autres coûts non affectés par domaine de tension, tels que les charges centrales. Elle comporte :
 - des coefficients appliqués à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la puissance demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
 - des coefficients appliqués à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts de compensation des pertes ;
- une **composante d'injection (€/MWh)**, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections sur le réseau de transport aux domaines de tension HTB 3 et HTB 2 et qui reflète la contribution de l'énergie injectée aux coûts de compensation des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi qu'au coût de compensation des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des **composantes spécifiques** à certains services spécifiques : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, etc.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié et a proposé, dans ses consultations publiques de mai 2019 et mars 2020, de maintenir ce découpage dans le prochain tarif. Les répondants s'y sont montrés largement favorables. La CRE décide de conserver pour la période du TURPE 6 les mêmes composantes tarifaires que pour le TURPE 5.

4.2.2 Forme des grilles

La CRE avait procédé dans le TURPE 5 à une simplification des grilles tarifaires vers un modèle dans lequel les utilisateurs en haute tension (HTB et HTA) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles, et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles, fonction des saisons et des heures, avec des versions tarifaires dépendant de la durée d'utilisation.

Dans ses consultations publiques de mai 2019, mars 2020 et octobre 2020, la CRE a proposé de maintenir la forme générale des grilles, en indiquant qu'à la suite de l'harmonisation des grilles tarifaires instaurée par le TURPE 5, les grilles en vigueur constituent un bon équilibre entre les principes de tarification. Les répondants s'y sont montrés largement favorables. La CRE décide de retenir cette proposition pour la période du TURPE 6.

Par ailleurs, sur le niveau basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels), des options sans différenciation saisonnière avaient été maintenues, en raison de la proportion encore limitée de compteurs Linky déployés pendant la période du TURPE 5 et dans un souci de progressivité des évolutions. La CRE a indiqué dans ses différentes consultations souhaiter faire disparaître ces options d'ici la fin du TURPE 6. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. La CRE retient le principe de généralisation des options à 4 plages temporelles pour la période du TURPE 6, selon le calendrier décrit dans le paragraphe 4.4.1.

Dès lors, la forme des grilles retenue pour la période TURPE 6 par niveau de tension est résumée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 31 : Forme des grilles tarifaires par domaine de tension

	<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> ← Heures chères Heures peu chères → </div>					
	Heures de pointe	Heures Pleines Saison Haute	Heures Creuses Saison Haute	Heures Pleines Saison Basse	Heures Creuses Saison Basse	
HTB3			✓			Un tarif à l'énergie sans différenciation temporelle
HTB2 et HTB1	✓	✓	✓	✓	✓	Trois versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation, longue utilisation).
HTA	✓	✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT > 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT ≤ 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires 4 plages temporelles sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation).
				✓(*)	✓(*)	Une option à Différenciation Temporelle est proposée en version moyenne utilisation (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses) jusqu'à 2023. (*) : pas de différenciation saisonnière.
			✓			Une option sans différenciation saisonnière proposée en version Courte Utilisation (CU, ou Base) jusqu'à 2023 et en version Longue Utilisation (LU).

4.3 Evolution de la structure du TURPE 6 HTA-BT

La structure tarifaire du TURPE 6 repose sur les mêmes principes que celle des tarifs précédents, avec, notamment, la conservation des différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, ...) et de la forme des grilles.

Les travaux menés par la CRE, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux et sur la base des données détaillées qu'ils ont fournies, visent à orienter les décisions des utilisateurs des réseaux électriques en leur véhiculant des signaux-prix pertinents, reflétant les coûts que génère pour la collectivité leur utilisation des réseaux, dans le respect du principe de péréquation tarifaire.

4.3.1 Composante de gestion

La composante annuelle de gestion recouvre les coûts de la gestion clientèle des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Le montant de cette composante dépend des conditions de contractualisation entre le GRD et l'utilisateur : en effet, l'utilisateur peut conclure un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) directement avec le GRD, ou conclure un contrat avec son fournisseur incluant l'accès au réseau (il s'agit alors d'un « contrat unique », impliquant également le GRD, dans une relation contractuelle tripartite, qui concerne la très grande majorité des clients raccordés en distribution).

Comme indiqué dans ses consultations publiques de mai 2019 et octobre 2020, la CRE a analysé en détail les coûts de gestion d'Enedis lors des travaux relatifs à la rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des

clients en contrat unique, ce qui a mené à une évolution des niveaux de la composante de gestion, établie dans la délibération du 26 octobre 2017⁵⁴ et reprise dans la délibération TURPE 5 bis HTA-BT.

La CRE considère que ces coûts n'ont pas significativement évolué depuis la délibération du 26 octobre 2017.

En conséquence, le montant de la composante de gestion est inchangé dans le TURPE 6 HTA-BT. Le cas particulier de la composante de gestion applicable aux autoconsommateurs individuels ou aux participants à des opérations d'autoconsommation collective est abordé dans le paragraphe 4.5.1.

Le montant de la composante de gestion, hors coefficients R_f et C_{Card} , applicable au 1^{er} août 2021 est détaillé au paragraphe 5.2.1.1.

4.3.2 Composante de comptage

Les coûts de comptage recouvrent les coûts de fourniture, de pose et d'entretien des dispositifs de comptage, les coûts de contrôle, de relève et de transmission de données de facturation et les coûts liés au processus de reconstitution des flux.

Le déploiement des compteurs évolués (Linky, PME/PMI et Saphir) ainsi que l'interfaçage SI des compteurs font évoluer ces coûts de comptage, les compteurs Linky permettant notamment des économies importantes de coûts de relève.

La CRE a ainsi proposé, dans ses consultations publiques de mai 2019 et d'octobre 2020, de faire évoluer à la baisse le niveau de la composante de comptage en BT \leq 36 kVA et en HTA afin de prendre en compte cette baisse des coûts. Les acteurs ont indiqué être favorables à une telle évolution. Certains acteurs ont néanmoins estimé que les baisses leur paraissaient trop faibles, notamment sur le domaine de tension BT \leq 36 kVA. Cette baisse limitée des coûts de comptage s'explique notamment par les développements SI conséquents nécessaires au déploiement de nouvelles chaînes communicantes, particulièrement sur le marché de masse, qui compensent en partie la baisse de coûts de relève associée au déploiement des compteurs évolués.

La CRE a par ailleurs affiné son analyse des coûts de comptage depuis la consultation publique d'octobre 2020 et a notamment mis à jour les paramètres retenus pour les coûts du capital d'Enedis. Cet ajustement entraîne, par rapport à la consultation publique d'octobre, une baisse supplémentaire des composantes de comptage sur les niveaux de tension HTA et BT $>$ 36 kVA.

Dès lors, la CRE fixe, pour la période TURPE 6, les nouvelles composantes de comptage suivantes :

- en HTA la composante de comptage applicable au 1^{er} août 2021 s'élève à 309 €/an (contre 565 €/an actuellement, soit une baisse d'environ - 45 %) ;
- en BT $>$ 36 kVA, la composante de comptage applicable au 1^{er} août 2021 s'élève à 232 €/an (contre 438 €/an actuellement, soit une baisse d'environ - 47 %).
- en BT \leq 36 kVA, la composante de comptage applicable au 1^{er} août 2021 s'élève à 18,02 €/an (contre 20,88 €/an actuellement, soit une baisse d'environ - 14 %).

Par ailleurs, le TURPE 5 HTA-BT prévoyait une composante de comptage d'un montant différent selon que le propriétaire du dispositif de comptage est l'utilisateur ou bien le gestionnaire de réseau ou l'autorité organisatrice de la distribution d'énergie. Enedis a indiqué à la CRE :

- qu'aucun client du marché de masse (segment C5) n'était propriétaire de son dispositif de comptage ;
- que seulement 25 comptages actifs parmi les 520 000 comptages du marché d'affaires (segment C1-C4 et P1-P3) sont propriété de leurs utilisateurs.

Au vu de la volumétrie concernée et dans la mesure où tous les dispositifs de comptage doivent en principe faire partie des ouvrages en concession, la CRE simplifie la composante de comptage et le TURPE 6 HTA-BT ne prévoit donc pas de composante de comptage spécifique pour les utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage.

Les montants détaillés de la composante de comptage sont précisés au paragraphe 5.2.1.2.

⁵⁴ Délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT <https://www.cre.fr/Document/Deliberations/Modification/turpe-hta-et-bt>

4.3.3 Composante de soutirage

4.3.3.1 Méthode de construction de la composante de soutirage

La CRE a consulté les acteurs sur les évolutions envisagées s'agissant de la construction de la composante de soutirage, en mars et octobre 2020. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. Certains acteurs, dont les gestionnaires de réseaux, sont particulièrement favorables aux évolutions de méthodologie étudiées dans la mesure où celles-ci mettent en évidence un coût de desserte et font augmenter la part puissance des tarifs. A l'inverse, certains consommateurs ont fait part de leur inquiétude, notamment vis-à-vis des conséquences sur leurs factures de la hausse de la part puissance.

La CRE retient, pour la période du TURPE 6, les évolutions présentées en consultation publique, mais a procédé à quelques adaptations pour répondre aux craintes légitimes exprimées par les acteurs (cf. paragraphe 4.3.3.3).

Comme indiqué précédemment, la méthodologie retenue pour le TURPE 6 s'appuie sur les données transmises par les gestionnaires de réseaux qui décrivent leurs coûts, leurs réseaux et les flux d'énergie plus finement que celles transmises pour le TURPE 5, ainsi que sur l'analyse des courbes de charges transmises directement par les utilisateurs de réseaux en réponse à la consultation publique d'octobre 2020. Elle s'inscrit dans la continuité de la méthode utilisée pour le TURPE 5, tout en affinant certaines étapes de calcul, en particulier :

- la détermination d'une fonction de coût avec effets d'échelle ;
- la prise en compte d'un coût de desserte ;
- l'estimation d'un coût d'infrastructure local ;
- la tarification fondée sur le calcul de coûts marginaux d'infrastructure ;
- l'affectation des coûts de compensation des pertes électriques et des réserves d'équilibrage suivant les transits d'énergie entre les niveaux de tension.

La nouvelle méthode, détaillée dans l'annexe 11, permet notamment de mieux refléter les coûts de desserte des clients, peu dépendants de leur usage effectif du réseau. Le coût de desserte représente l'ensemble des coûts liés à la couverture géographique du réseau pour alimenter tous les utilisateurs, aux déplacements pour intervenir sur toute l'étendue de ce réseau (en prenant en compte le comptage évolué qui réduira ces déplacements), et aux contraintes ou exigences réglementaires spécifiques liées à l'étendue physique d'un réseau.

Dans le TURPE 5, la catégorie des coûts liés à la desserte n'était pas identifiée en raison notamment des limitations des données alors disponibles. Le modèle retenu lors de l'élaboration du TURPE 5 reposait sur une vision nationale, avec la pointe comme seul facteur explicatif des coûts d'infrastructure.

Dans le TURPE 6, la construction des tarifs distingue :

- la puissance foisonnée (puissance de pointe locale liée à la somme des courbes de charge des utilisateurs) comme facteur explicatif des coûts liés à la puissance de pointe du réseau à l'échelle locale,
- et la puissance non foisonnée (somme des puissances individuelles des utilisateurs, prise comme un proxy de leur nombre) comme facteur explicatif des coûts liés à la desserte.

Les principales étapes de la méthode sont les suivantes :

- Etape 1 – étude économétrique des coûts d'infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
 - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
 - déterminer les variables les plus à même d'expliquer les variations de coûts entre les poches ;
 - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux par rapport aux différents inducteurs de coûts ;
- Etapes 2 et 2 bis – pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d'utilisateurs, représentant les coûts de desserte, et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche, représentant les coûts de la pointe), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux locaux en coefficients tarifaires nationaux à la puissance souscrite et à l'énergie soutirée, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – recalage et répercussion des coûts annexes : cette étape consiste tout d'abord recalculer les coefficients tarifaires de façon homothétique pour égaliser les recettes d'infrastructure et les charges à couvrir de chaque domaine de tension, puis à prendre en compte les coûts annexes (compensation des pertes, réserves, HTB 3) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

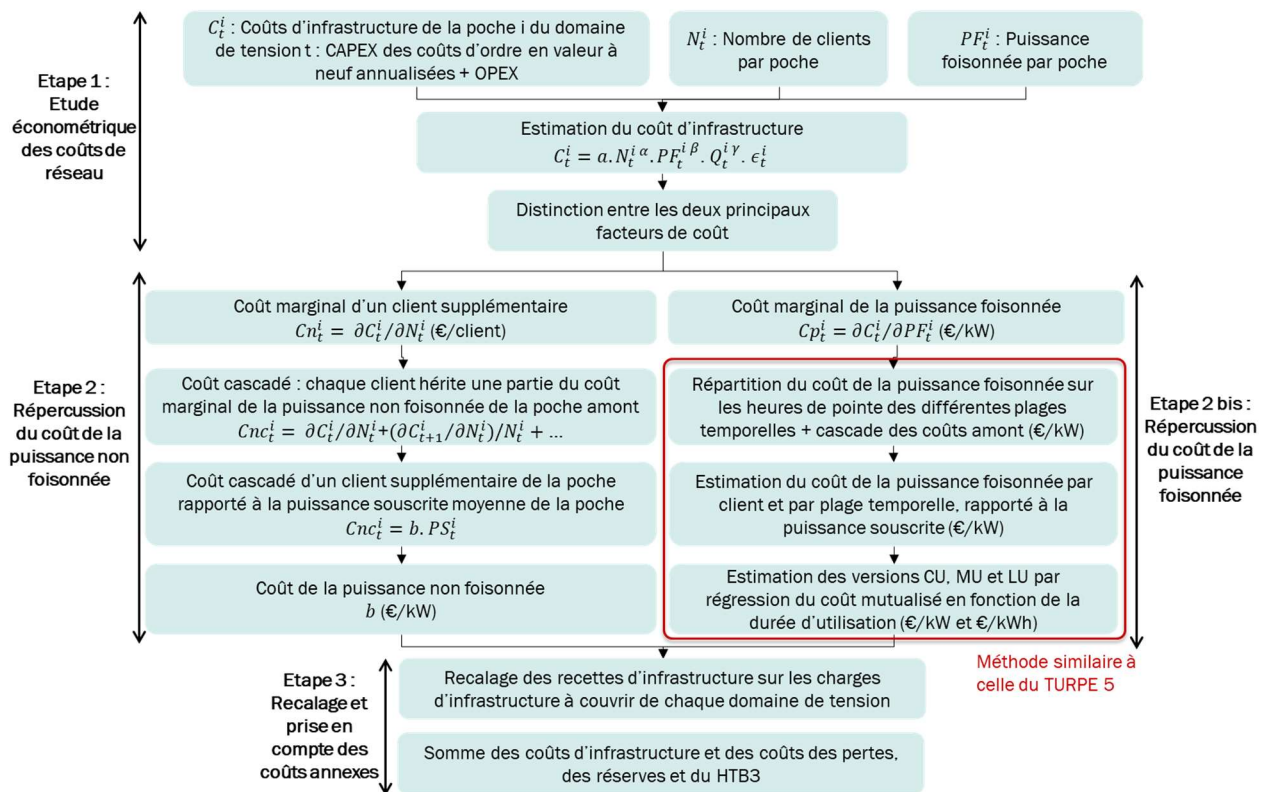


Figure 7 : Etapes de la méthode retenue pour le TURPE 6

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des niveaux de tension amont (cascade des coûts). Par ailleurs, pour le réseau HTB 3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées.

4.3.3.2 Effets de l'évolution de la méthode

Ces évolutions conduisent, par rapport au TURPE 5 et à niveau tarifaire global constant, à des changements des grilles tarifaires et des factures de certains utilisateurs :

- une augmentation de la part puissance, notamment pour les utilisateurs choisissant les versions tarifaires courte utilisation. La prise en compte des coûts de desserte (au travers d'une hausse de la tarification à la puissance souscrite, de la même manière, pour chaque niveau de tension (hors HTB3) sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles), ces derniers étant largement indépendants de l'usage effectif des réseaux, conduit nécessairement à des hausses de facture en proportion plus importantes pour les utilisateurs ayant les durées d'utilisation les plus courtes. La CRE s'est néanmoins assurée que ces hausses restent soutenables pour toutes les catégories d'utilisateurs (cf. paragraphe 4.3.3.3) ;
- un ajustement de la différenciation tarifaire entre les saisons et entre les heures de la journée afin de mieux correspondre à la réalité des profils de charge des réseaux d'aujourd'hui :
 - les coefficients à l'énergie sont moins élevés en saison basse et plus élevés en saison haute, pour les niveaux de tension HTA et BT : la méthode retenue par la CRE pour la tarification des coûts d'infrastructure dans le TURPE 6, en s'appuyant sur le principe du coût marginal, conduit en effet à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures critiques pour le réseau, plus fortement que pour le TURPE 5. Les heures de forte consommation se trouvent la plupart du temps en saison haute, ce qui a pour effet principal de réduire le coût des heures de saison basse. Ainsi, la méthode aboutit à une plus grande différenciation temporelle des coûts d'infrastructure alloués aux coefficients appliqués à l'énergie soutirée ;
 - à l'inverse, la différenciation temporelle est moins marquée pour les niveaux plus élevés (HTB 1 et HTB 2) sauf pour les utilisateurs dont la durée d'utilisation est la plus courte : en effet, la méthode retenue par la CRE pour le TURPE 6 tarifie désormais de façon distincte les coûts d'infrastructures et les coûts annexes. Ces derniers, qui incluent les coûts de compensation des

pertes et des réserves, présentent une différenciation temporelle atténuée par rapport à celle des coûts d'infrastructure (les volumes des pertes HTB et des réserves variant moins que les soutirages, les taux de pertes HTB et de réserves sont notamment plus élevés en saison basse). Ces coûts annexes, qui représentent de l'ordre de 2 Md€ par an, soit environ 13% des charges couvertes par le TURPE HTB et le TURPE HTA-BT, sont, en proportion, plus élevés sur les hauts niveaux de tension. Par conséquent, pour ces niveaux de tension, la prise en compte des coûts annexes induit des hausses des coefficients à l'énergie en été pour les utilisateurs longs en HTB 2 et HTB 1 et les utilisateurs moyens en HTB 2. Par rapport au TURPE 5, l'effet total est une diminution de la différenciation temporelle pour les niveaux HTB 2 et HTB 1 (sauf pour les versions courte utilisation). Depuis la consultation publique d'octobre 2020, la CRE a toutefois pris en compte la saisonnalité des prix des différentes réserves (les prix de marché étant plus élevés en saison haute), ce qui conduit à augmenter la différenciation temporelle entre la saison basse et la saison haute par rapport aux grilles présentées dans la consultation publique ;

- la différence entre heures pleines et heures creuses est moins marquée : lorsque des usages sont pilotés vers les heures creuses, la différence de sollicitation du réseau entre heures pleines et heures creuses se réduit, notamment avec les chauffe-eau à accumulation qui sont en mesure de transférer une part importante de la consommation durant les heures creuses. On constate ainsi que les réseaux sont également fortement utilisés durant une partie des heures creuses de saison haute. Cela se traduit par une réduction de la différenciation entre les heures pleines et creuses en saison haute, car ce phénomène n'avait pas été pris en compte dans le TURPE 5. Cette forte sollicitation des réseaux en heures creuses de saison haute, notamment dans les poches résidentielles, qui pourrait localement s'accroître avec la recharge pilotée des véhicules électriques, nécessite d'ailleurs une vigilance particulière des gestionnaires de réseaux de distribution. Un des enjeux à l'avenir sera notamment de placer correctement les heures creuses, en fonction des spécificités locales de chaque poche.

4.3.3.3 Evolutions apportées sur le domaine de tension HTA à la suite de la consultation publique d'octobre 2020

La CRE a mené des échanges approfondis avec plusieurs acteurs ayant exprimé des inquiétudes dans le cadre de leurs réponses à la consultation publique d'octobre 2020. Ces inquiétudes concernaient principalement les conséquences sur le niveau de leurs factures de l'augmentation de la part puissance, en particulier sur le domaine de tension HTA. Ces échanges techniques, ainsi que la transmission de données de consommations par ces acteurs, ont mis en évidence des effets non observables sur le panel de consommateurs utilisé pour caler le niveau et les évolutions de factures présentés dans la consultation publique.

Concernant le domaine de tension HTA, la CRE a ainsi pu identifier que les grilles tarifaires présentées dans la consultation publique d'octobre étaient surcalées de près de 7 %. En effet, afin de refléter correctement les coûts de chaque niveau de tension, le niveau des grilles tarifaires est calé de manière à ce qu'à iso-niveau 2020, les recettes par niveau de tension soient similaires entre la structure TURPE 5 et la structure TURPE 6. Pour cela, la CRE a dû faire des hypothèses sur les puissances souscrites par les consommateurs raccordés en HTA, qui se sont révélées inexactes. Cet effet est corrigé dans les grilles tarifaires figurant au paragraphe 5.2, de sorte que les recettes tarifaires collectées par Enedis auprès des consommateurs raccordés en HTA couvrent désormais effectivement les coûts de ce domaine de tension⁵⁵. Ce problème ne s'est pas présenté sur les autres niveaux de tension.

Par ailleurs, toujours sur le niveau de tension HTA, la CRE avait présenté des évolutions de facture intégrant l'impact de la baisse du coefficient pondérateur de la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS, cf. paragraphe 4.3.4). Cette baisse permet, notamment pour les acteurs au profil d'utilisation le plus court, d'optimiser de manière fine leur puissance souscrite et de limiter ainsi les augmentations de factures associées à l'évolution de la structure tarifaire. Par anticipation de cette optimisation de puissance, la CRE avait appliqué un recalage à la hausse de +1,5 % aux grilles HTA afin de compenser *ex ante* les pertes de recettes pour Enedis. Les échanges avec les consommateurs ou associations de consommateurs ont permis d'identifier que tous n'avaient pas intégré ce paramètre dans leurs simulations d'évolutions de factures, mais également d'attirer l'attention de la CRE sur le fait que l'optimisation de puissance souscrite n'était pas immédiate pour les consommateurs, qui auront besoin de temps pour faire évoluer leur stratégie d'optimisation.

Sensible à cet argument, la CRE décide donc de ne pas appliquer le recalage de 1,5 %, qui suppose une optimisation parfaite des consommateurs dès la première année du TURPE 6 HTA-BT, alors que le manque à gagner pour Enedis associé à cette optimisation n'est pas quantifiable *ex ante*. Un recalage trop important et appliqué trop rapidement

⁵⁵ En plus des coûts générés par ces derniers sur les domaines de tension amont, comme c'était déjà le cas dans les grilles présentées en consultation publique d'octobre 2020.

serait en effet préjudiciable pour les consommateurs n'ayant pas été en mesure de réaliser cette optimisation. La CRE rappelle par ailleurs que le mécanisme du CRCP permet de corriger *ex post* les manques à gagner ou trop-perçus tarifaires d'Enedis.

Les grilles HTA présentées au paragraphe 5.2 sont ainsi, à iso-niveau TURPE 5, 8,5 % plus basses que celles présentées dans la consultation publique d'octobre 2020, rendant ainsi plus acceptables les évolutions de factures pour les consommateurs les plus affectés par les changements de méthodologie.

Malgré les évolutions présentées ci-dessus sur le domaine de tension HTA, le changement de la méthodologie de construction de la composante de soutirage peut entraîner des évolutions qui restent importantes pour certains types de consommateurs, notamment les plus courts. Afin que l'ensemble des acteurs soient en mesure d'adapter en conséquence leurs habitudes de soutirage et leur stratégie d'optimisation de choix de version et de puissance souscrite, la CRE décide d'appliquer progressivement le changement de méthodologie sur la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT pour les domaines de tension BT>36 kVA et HTA. Ce lissage est réalisé de manière linéaire entre la grille TURPE 5 du 1^{er} août 2020 et la grille cible TURPE 6 du 1^{er} août 2024. Ainsi, de façon analogue au lissage prévu pour le niveau de tension BT<36 kVA dans le cadre de la généralisation des options à 4 plages tarifaires, une grille de référence en BT>36 kVA et en HTA est prévue pour chaque année de la période du TURPE 6 HTA-BT. Les grilles tarifaires applicables chaque année seront obtenues en appliquant l'évolution cumulée du niveau moyen du tarif depuis le 1^{er} août 2021 à ces grilles de référence, qui figurent au paragraphe 5.2.2.

4.3.4 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite

La tarification des dépassements de puissance a pour objectif d'inciter les acteurs à souscrire le niveau de puissance correspondant à leur utilisation et ainsi, qu'ils contribuent à leur juste part à la couverture des coûts de réseaux qu'ils génèrent. Par ailleurs, cette tarification des dépassements se justifie par le fait que les ouvrages de réseaux disposent d'une certaine inertie thermique leur permettant de supporter des dépassements de puissance sur des durées courtes ne remettant pas en cause le dimensionnement du réseau.

Dans le TURPE 5, la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) était calculée à partir de la formule suivante :

$$CMDPS = \sum CP * b_i * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

- CP : désigne le coefficient pondérateur de la CMDPS (sans unité) ;
- b_i : désigne le coefficient pondérateur de puissance de la classe temporelle i ;
- ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

Une même formule était appliquée pour la tarification des dépassements de puissance en HTB. Néanmoins les coefficients pondérateurs différaient en HTA et en HTB, le coefficient en HTA n'ayant pas été révisé depuis longtemps contrairement à celui de la HTB.

Lors de la consultation publique d'octobre 2020, la CRE a proposé de réajuster le coefficient pondérateur CP pour le niveau de tension HTA, en l'alignant sur celui du niveau de tension HTB. Ce calibrage permet de rendre le coefficient plus cohérent avec les formules tarifaires actuelles et de faire en sorte qu'au-delà de 100 heures de dépassements en ruban, il devient plus intéressant de souscrire de la puissance supplémentaire.

La grande majorité des acteurs s'est montrée favorable à cet alignement du coefficient HTA sur le coefficient HTB. Néanmoins, comme indiqué précédemment, alors que cette évolution permet aux utilisateurs raccordés en HTA de maîtriser les évolutions de factures associées au changement de méthode de construction de la composante de soutirage en optimisant leur puissance souscrite, les retours à la consultation publique et les échanges menés par la CRE avec les acteurs depuis cette consultation, ont montré qu'une part importante des acteurs n'ont pas pris en compte l'impact de la baisse du coefficient de dépassement dans leurs simulations.

En conséquence, la CRE fixe le coefficient pondérateur CP pour le niveau de tension HTA à 0,04 pour le TURPE 6, contre 0,11 actuellement. Elle publie par ailleurs, à des fins pédagogiques, en annexe 12 de la délibération une illustration des optimisations de puissance permises par la baisse de ce coefficient. En outre, le lissage sur 4 ans des évolutions de structure introduites dans le TURPE 6 (cf. paragraphe 4.3.3.3) permet de laisser à l'ensemble des acteurs le temps nécessaire à la prise en compte de cette évolution et à l'adaptation en conséquence de leurs niveaux de puissances souscrites.

4.3.5 Facturation de l'énergie réactive

Le TURPE 5 HTA-BT prévoyait des modalités différentes de facturation de l'énergie réactive pour les installations de production en HTA et en BT > 36 kVA :

- dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée était facturée aux producteurs au-delà de certains seuils, fixés par le gestionnaire de réseau ;
- en BT > 36 kVA, le producteur s'engageait, s'il n'était pas régulé en tension, à ne pas absorber de puissance réactive, et le cas échéant, se voyait facturer l'énergie réactive absorbée à un niveau de 1,89 c€/kVar.h.

Dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables sur les réseaux, l'absorption de la puissance réactive par les installations décentralisées de production d'énergie électrique peut rendre un service au réseau et permettrait notamment dans certains cas d'éviter des coûts de renforcement et, le cas échéant, d'extension. Dans ce contexte, l'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité du 9 juin 2020, a abrogé l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008⁵⁶, qui interdisait l'absorption de puissance réactive pour les installations de production raccordées en BT.

Dans ses consultations publiques de juillet et octobre 2020, la CRE a proposé de transposer au domaine de tension BT > 36 kVA les dispositions applicables en HTA concernant la facturation de l'absorption et de la fourniture d'énergie réactive des producteurs, c'est-à-dire de laisser aux GRD la possibilité de fixer des seuils (rapports $\text{tg } \varphi_{\text{max_BT}}$ et $\text{tg } \varphi_{\text{min_BT}}$) au-delà desquels les flux d'énergie réactive fournie ou absorbée seraient facturés. Les acteurs se sont montrés globalement favorables à cette orientation, certains répondants mettant en avant que les services que les installations de production peuvent rendre aux réseaux, notamment en termes de gestion de la tension, sont à ce jour insuffisamment valorisés.

La CRE retient pour la période TURPE 6 des méthodes de facturation similaires sur les niveaux de tension HTA et BT > 36 kVA. Cet alignement est conforme à l'article 54 de l'arrêté du 9 juin 2020 qui précise que « *Dans tous les cas, la puissance réactive réellement fournie ou absorbée par l'unité de production dans les limites mentionnées au présent article et le mode de régulation sont déterminés par le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité conformément aux principes mentionnés dans sa documentation technique de référence en fonction des impératifs de gestion du réseau* ».

4.3.6 Composante de regroupement en distribution

La composante de regroupement permet de valoriser le foisonnement des puissances atteintes par les points de connexion proches d'un même utilisateur, en contrepartie de l'acquittement par ce dernier d'une composante de regroupement, fonction de la longueur de réseau reliant ces deux points.

Dans un contexte de déploiement de l'autoconsommation, la CRE a proposé, lors de la consultation publique d'octobre 2020 de préciser les modalités d'application de cette possibilité de regroupement conventionnel, afin de clarifier le fait que cette composante ne vise pas à permettre un « *netting* » des soutirages par des injections dans le cas où sont regroupées des installations de production et des points de soutirage.

La majorité des contributeurs à la consultation publique a répondu favorablement à cette proposition. La CRE précise (cf. paragraphe 5.2.1.8) que dans le cas où le regroupement concerne à la fois des installations de production et des points de soutirage, les éventuels flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage.

4.4 Généralisation de l'option à quatre plages temporelles

Dans le contexte du déploiement du compteur évolué Linky, la CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT des tarifs à 4 plages temporelles en BT \leq 36 kVA. Toutefois, en raison de la proportion encore limitée de compteurs Linky déployés et dans un souci de progressivité des migrations entre options ainsi que des évolutions de facture, les options sans différenciation saisonnière Courte utilisation (CU, tarif unique) et Moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT, différenciant heures pleines et heures creuses) ont été maintenues.

Au 31 août 2020, 11,7 millions d'utilisateurs du réseau d'Enedis, sur un total de près de 36,8 millions, ont choisi *via* leur fournisseur une option à 4 plages temporelles.

A long terme, la CRE considère que le maintien d'options tarifaires sans différenciation saisonnière n'est pas souhaitable, car il ne permet pas d'inciter l'ensemble des fournisseurs et des consommateurs à effectuer des efforts

⁵⁶ Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

en termes d'innovation et d'efficacité énergétique durant les périodes de pointe sur les réseaux qui sont pour la plupart d'entre elles concentrées l'hiver et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux dans la durée.

La CRE a indiqué, à plusieurs reprises et plus dernièrement dans la consultation publique d'octobre 2020, son objectif de généralisation à terme du tarif à 4 plages temporelles à l'ensemble des utilisateurs. Cette généralisation étant conditionnée par l'acceptabilité des évolutions de factures associées, la CRE a proposé dans ses différentes consultations publiques une généralisation progressive, aboutissant en 2024.

Les acteurs s'étant exprimés dans les consultations publiques menées en 2019 et 2020 sont majoritairement favorables à cette proposition. Certains d'entre eux soulignent toutefois que la généralisation des options à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA ne doit pas être préjudiciable aux plus précaires et doit être associée à un accompagnement pour les consommateurs concernés. Un acteur considère par ailleurs que cette évolution n'est pas adaptée pour les ZNI, où la consommation n'est pas aussi saisonnalisée qu'en France métropolitaine.

Comme elle l'a indiqué dans sa consultation publique d'octobre 2020, la CRE partage la nécessité de veiller à l'acceptabilité des hausses de factures pour certains consommateurs, en particulier les plus précaires. Elle a mené une analyse des évolutions de factures afin de s'assurer que les éventuelles hausses étaient contenues en analysant en particulier les profils de consommateurs pouvant correspondre aux situations de précarité.

Enfin, la CRE souligne que l'application de cette généralisation aux ZNI découle du principe de la péréquation tarifaire. Elle rappelle également que le placement local des mois de saison haute permet aux GRD d'assurer que la tarification est cohérente avec l'état de charge des réseaux. Ainsi, le GRD peut décider localement d'un placement spécifique des saisons haute et basse compte tenu des caractéristiques locales de la consommation.

La CRE retient donc la généralisation en 2024 de l'option à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA. La construction des grilles associées ainsi que le calendrier et les modalités de généralisation, présentés dans les parties ci-après, tiennent notamment compte de l'attention portée par la CRE à l'acceptabilité de cette mesure.

4.4.1 Calendrier et modalités envisagées de généralisation

La généralisation des options à 4 plages temporelles au cours de la période tarifaire TURPE 6 se traduit par la suppression des options non saisonnalisées (CU et MU DT) en août 2024, pour la dernière année de la période tarifaire. Pour lisser, au cours de la période du TURPE 6 HTA-BT, les évolutions tarifaires découlant de la suppression en 2024 des options CU et MU DT, la CRE augmentera progressivement entre 2021 et 2023 le tarif de ces options et diminuera dans le même temps le tarif des options à 4 plages temporelles.

Le lissage aura pour effet, via la hausse progressive des options non horosaisonnalisées, de les « vider » progressivement. A titre indicatif, le nombre de consommateurs ayant intérêt à souscrire une option non saisonnalisée devrait évoluer de la manière suivante durant la période TURPE 6 :

Tableau 32 : Evolution de la part des clients ayant intérêt à souscrire une option de TURPE non saisonnalisée

	2021	2022	2023	2024
Part des clients CU et MU DT	36%	26%	17%	4% (clients non Linky)

La présente délibération définit, pour chaque année de la période du TURPE 6 HTA-BT, une grille de référence tenant compte de l'ensemble de ces évolutions de structure progressives. Les grilles correspondantes figurent en paragraphe 5.2.2. Les grilles tarifaires applicables chaque année seront obtenues en appliquant l'évolution cumulée du niveau moyen du tarif depuis le 1^{er} août 2021 à ces grilles de référence.

4.4.2 Traitement des utilisateurs non équipés de compteurs évolués

La généralisation des options à 4 plages temporelles à l'horizon 2024 pose la question du traitement en 2024 des utilisateurs sans compteur évolué, soit de leur fait, car ils l'ont refusé, soit indépendamment de leur volonté, car ils ne bénéficient pas encore du déploiement. Selon le plan de déploiement prévu par Enedis, le taux d'utilisateurs n'ayant pas Linky en 2024 sera de 4 %, soit environ 1,5 million de points de livraison. Le problème se pose également en dehors de la zone de desserte d'Enedis, où les calendriers de déploiement sont plus tardifs. A ce titre, EDF SEI et Gérédis prévoient respectivement la pose d'environ 83 % et 60% de compteurs évolués sur leurs zones de desserte respectives au 31 décembre 2024.



Certains consommateurs ne seront donc toujours pas éligibles aux options TURPE à 4 plages temporelles CU4 et MU4 en 2024. La CRE, lors de ses consultations de mars et octobre 2020 a proposé une solution consistant à conserver des options non saisonnalisées dérogatoires, uniquement accessibles à ces clients, calées, en structure (c'est-à-dire hors évolution annuelle moyenne du niveau tarifaire), au même niveau qu'en 2023. Les acteurs ayant répondu ont tous accueilli cette proposition favorablement. La CRE retient ce principe dans la présente délibération.

En outre, s'agissant des clients qui auront refusé Linky, la CRE a rappelé dans ses précédentes consultations publiques de 2020 qu'une partie des gains économiques apportés par le programme Linky sont liés à la baisse des coûts de relève permise par la fin de la relève à pied. Par conséquent, tout client ayant refusé la pose d'un compteur évolué dégradera les gains attendus du projet. La CRE considère qu'il sera dès lors nécessaire de faire supporter les coûts de la relève résiduelle à ces seuls clients. Cette proposition a été reçue favorablement par la majorité des acteurs en consultation publique, certains faisant toutefois remarquer la difficulté à distinguer tous les cas de figure possibles expliquant la raison de la non-installation d'un compteur Linky chez un consommateur.

Les modalités de facturation de ces coûts seront fixées par la CRE d'ici la fin du déploiement massif (90% de compteurs posés), prévu en 2021.

4.5 Tarification de l'autoconsommation

La délibération TURPE 5 HTA-BT et la délibération de la CRE du 7 juin 2018⁵⁷ ont fait évoluer les modalités de tarification de l'utilisation des réseaux pour les autoconsommateurs individuels et les participants à des opérations d'autoconsommation collective :

- la composante de gestion applicable aux autoconsommateurs individuels a ainsi été diminuée, afin de ne pas faire supporter à un autoconsommateur deux composantes de gestion ;
- une composante de gestion a été introduite, pour les participants à une opération d'autoconsommation collective, pour tenir compte de la complexité de gestion induite pour Enedis, responsable notamment du retraitement des courbes de charges ;
- une option dédiée de la composante de soutirage a été ouverte pour les seuls participants à une opération d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT .

Lorsque ces règles ont été mises en œuvre, moins de 14 000⁵⁸ autoconsommateurs individuels étaient raccordés au réseau de distribution et aucune opération d'autoconsommation collective n'était en activité. La CRE avait ainsi indiqué qu'elle réaliserait un retour d'expérience de ces dispositions, dans le cadre des travaux d'élaboration du TURPE 6 HTA-BT.

A ce jour, plus de 86 000 autoconsommateurs individuels sont raccordés aux réseaux gérés par Enedis⁵⁹. Enedis dénombre par ailleurs, fin novembre 2020, 41 opérations d'autoconsommation collective actives à fin août 2020 (incluant les opérations étendues, cf. paragraphe 4.6.3), regroupant 607 participants (529 consommateurs et 78 producteurs), dont la majorité sont portées par des communes et bailleurs HLM, le cas échéant par l'intermédiaire d'une association loi 1901. Enedis dénombre par ailleurs 45 autres opérations déclarées en projet. Enedis a pu effectuer, à la demande de la CRE, un retour d'expérience sur ces opérations. Bien que la profondeur d'historique à disposition soit encore limitée, de premières conclusions avaient pu en être tirées et ont été présentées dans la consultation publique d'octobre 2020.

4.5.1 Composante de gestion spécifique

Qu'il s'agisse de l'autoconsommation individuelle ou collective, les coûts de gestion évalués par Enedis de ces clients restent supérieurs aux recettes collectées à ce jour au travers de la composante de gestion spécifique dont ces derniers doivent s'acquitter.

La CRE constate toutefois que l'autoconsommation est un phénomène encore récent et en plein développement. Le nombre de clients d'Enedis concernés augmente fortement chaque année, et les moyens devant être mis en œuvre par Enedis pour leur gestion évoluent en conséquence (gestion manuelle des clients par des équipes dédiées, choix de développement SI plus ou moins lourds...). La CRE estime à ce titre que les coûts supportés

⁵⁷ Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarification-Autoconsommation-et-modification-deliberation-TURPE-HTA>)

⁵⁸ Parc d'installations en autoconsommation raccordées au réseau géré par Enedis à la fin du T2 2017 (<https://www.enedis.fr/open-data-le-mix-par-enedis>)

⁵⁹ Parc d'installations en autoconsommation raccordées au réseau géré par Enedis à la fin du T3 2020 (<https://www.enedis.fr/open-data-le-mix-par-enedis>)

aujourd'hui par Enedis pour la gestion des autoconsommateurs individuels ou participant à des opérations d'autoconsommation collective ne sont pas représentatifs des coûts futurs, difficilement prévisibles. En effet, un plus grand nombre d'autoconsommateurs individuels ou de participants à des opérations d'autoconsommation collective nécessitera par exemple des développements SI plus lourds, mais permettra également une rationalisation du traitement de ces clients, entraînant une baisse du coût unitaire de gestion de ces derniers.

La CRE avait en conséquence envisagé dans la consultation publique d'octobre 2020 de maintenir à l'identique pour TURPE 6 le niveau des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et de ceux participant à des opérations d'autoconsommation collective. La majorité des répondants y est favorable. Ces composantes seront inchangées dans le TURPE 6 HTA-BT. Elles suivront les évolutions annuelles du niveau tarifaire appliquées aux composantes de gestion « classiques ».

Pour l'autoconsommation collective, la composante de gestion demeure applicable à toutes les opérations d'autoconsommation collective visées à l'article L.315-2 du code de l'énergie, qu'elles soient circonscrites à un même bâtiment ou « étendues », y compris pour les opérations dont l'ensemble des participants ne se situent pas à l'aval d'un même poste de transformation HTA/BT.

4.5.2 Composante de soutirage pour l'autoconsommation collective

La composante de soutirage optionnelle, introduite par la délibération du 7 juin 2018, est une option à 8 index, qui permet aux opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT de tirer parti de la distinction entre soutirages autoproduits (correspondant à l'énergie générée par les installations de production faisant partie de l'opération) et soutirages alloproduits (correspondant à la différence entre consommation et production affectée à l'utilisateur de l'opération). Ainsi, ce tarif comporte, pour chacune des 4 plages temporelles (période haute / période basse ; heures pleines / heures creuses), deux coefficients :

- le premier coefficient s'applique aux flux dits autoproduits. Il est plus faible que le coefficient du TURPE à 4 plages temporelles correspondant à cette période, afin de prendre en compte le caractère local de la production dont est issu ce flux : la « cascade des coûts » considérée ne prend en compte que les coûts des réseaux basse tension (ainsi qu'une part des coûts des niveaux de tension amont, cf. *infra*) ;
- le second coefficient s'applique aux flux dits alloproduits et est au contraire plus élevé que le coefficient du TURPE à 4 plages temporelles correspondant à cette période : par symétrie, la production décentralisée n'est plus prise en compte dans le calcul de la cascade des coûts correspondant à ces flux, provenant des niveaux de tension amont, puisque non autoproduits.

Un tel tarif permet de réduire le tarif payé par les participants aux opérations d'autoconsommation collective qui sont capables de maximiser leur autoproduction aux heures critiques pour les réseaux tout en diminuant leurs soutirages alloproduits en général et *a fortiori* aux heures critiques.

S'agissant de la détermination du niveau des coefficients s'appliquant aux flux autoproduits, la CRE avait considéré en 2018 qu'une part de ces flux (30 %) générerait toutefois des flux sur les niveaux de tension supérieurs (compte tenu de l'effet de *netting* entre injections et soutirages à l'intérieur du pas de temps de 30 minutes sur lequel la somme des injections et des soutirages est considérée). Autrement dit, il était considéré qu'un soutirage de 1 kWh autoproduit sur un pas de temps donné avait en réalité généré un transit de 0,3 kWh sur les niveaux de tension amont de par l'effet de *netting*. Sur cette base, la CRE avait décidé, pour déterminer le niveau des coefficients applicables aux flux autoproduits, d'ajouter aux coûts du réseau BT une contribution de 0,3 kWh par kWh soutiré aux coûts des réseaux des niveaux de tension amont.

La CRE avait indiqué que cette hypothèse conservatrice était justifiée par l'absence de retour d'expérience sur ces opérations et elle s'était engagée à mener un retour d'expérience dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6 HTA-BT.

Les analyses d'Enedis, dont les conclusions ont été détaillées dans la consultation publique d'octobre 2020, ont montré que la souscription de l'option tarifaire autoconsommation collective était la plupart du temps préférable pour le client et lui permettait de diminuer sa facture par rapport aux options « classiques ».

Ces analyses réalisées sur l'ensemble des opérations d'autoconsommation collective en activité pour lesquelles une profondeur d'historique d'un an était disponible tendent donc à infirmer les retours des acteurs estimant que ce tarif ne serait pas avantageux par rapport aux options classiques : la majorité des participants à ces opérations auraient rétrospectivement eu intérêt à souscrire cette option.

L'intérêt à souscrire l'option spécifique devra d'ailleurs croire une fois les options à 4 plages temporelles généralisées : en effet, l'option autoconsommation n'étant aujourd'hui disponible qu'en version à 4 plages temporelles, les

participants au profil de consommation le plus saisonnalisé peuvent aujourd'hui être incités à arbitrer en faveur d'une offre non horosaisonnalisée, indépendamment de leur taux d'autoconsommation.

Cette étude confirme enfin le caractère incitatif de ce tarif : plus le taux d'autoconsommation des participants est élevé, plus le bénéfice apporté par l'option autoconsommation augmente.

Sur la base de ces analyses et des retours favorables des acteurs, la CRE retient donc pour la période du TURPE 6 HTA-BT une composante de soutirage optionnelle à destination des participants à des opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT, à quatre plages temporelles et fondée sur la distinction entre soutirages autoproduits et soutirages alloproduits.

Les nouvelles grilles tarifaires n'intègrent toutefois plus l'affectation aux flux autoproduits de 30 % de flux amonts qui renchérisait ces derniers. Les analyses d'Enedis sur des sites existants, dont les conclusions ont été partagées dans la consultation publique d'octobre 2020, ont en effet montré que le phénomène de *net metering* issu d'une mesure au pas 30' est très limité et ne justifie donc pas de conserver cette hypothèse conservatrice. Toutes choses égales par ailleurs, cette évolution aura pour effet de rendre les flux autoproduits moins onéreux et ainsi de renforcer l'incitation à maximiser le taux d'autoproduction. Par ailleurs, les coefficients tarifaires associés à cette option changent du fait de l'évolution de la méthode d'élaboration de la composante de soutirage détaillée au paragraphe 4.3.3, et présentent par conséquent une différenciation saisonnière plus importante, mais une différenciation horaire plus faible au sein d'une même saison.

Les grilles tarifaires en résultant sont détaillées au paragraphe 5.2.

Enfin, compte tenu des avis favorables acteurs reçus dans le cadre de la consultation publique du 8 octobre 2020, les participants quittant une opération d'autoconsommation collective seront exemptés de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où ils auraient souscrit l'option spécifique à l'autoconsommation collective, afin qu'ils ne subissent pas de hausses de facture de TURPE dues à la souscription d'une option tarifaire ne correspondant plus à leur situation.

4.5.3 Evolution du périmètre des opérations d'autoconsommation collective

La délibération du 7 juin 2018 relative à la tarification de l'autoconsommation, puis la délibération TURPE 5 bis HTA-BT ont défini un autoproducteur en collectif comme un « *utilisateur participant à une opération d'autoconsommation collective, telle que définie par les dispositions de l'article L.315-2 du code de l'énergie, dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT).* »

Or les dispositions de l'article L.315-2 du code de l'énergie ont depuis été modifiées. Elles précisent désormais que « *L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels. Une opération d'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.* »

Comme indiqué dans le paragraphe 4.5.1, toute opération d'autoconsommation collective génère des coûts de gestion supplémentaires pour le gestionnaire de réseau, ce qui justifie qu'une composante de gestion spécifique s'applique aux participants à l'ensemble de ces opérations, y compris les opérations dites étendues.

Pour ce qui est de la composante de soutirage optionnelle, la CRE a indiqué dans ses avis relatifs aux évolutions du périmètre des opérations d'autoconsommation collective⁶⁰, que cette composante ne pourrait être proposée qu'aux participants à des opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT. En effet, la construction même de cette option repose sur la distinction des contributions aux coûts des ouvrages de réseaux des différents domaines de tension, et n'est pas pertinente si les flux « autoproduits » sont amenés à transiter par le réseau HTA.

Les répondants à la consultation publique partagent majoritairement l'analyse de la CRE. Un acteur a néanmoins proposé un schéma dans lequel l'option tarifaire spécifique serait accessible aux participants raccordés en aval du même poste de transformation HTA/BT que les producteurs participant : l'option tarifaire serait alors robuste à des

⁶⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-215 du 26 septembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article L.315-2 du code de l'énergie fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective et délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2020-130 du 11 juin 2020 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue

élargissements de périmètres des opérations, certains participants étant éligibles au tarif et d'autres non au sein d'une même opération d'autoconsommation étendue. La CRE prend note de cette possibilité mais en juge la mise en œuvre à moyen terme trop complexe pour être considérée à l'horizon du TURPE 6. Comme pour le TURPE 5, la composante de soutirage optionnelle ne pourra s'appliquer dans TURPE 6 qu'aux participants à des opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT.

Concernant les opérations ne satisfaisant pas à ce critère, qu'elles soient dites étendues ou non, la CRE considère, compte tenu notamment du maillage des réseaux dès le niveau HTA, que leurs caractéristiques ne peuvent justifier la détermination d'une composante de soutirage distincte de celle s'appliquant au reste des utilisateurs de réseaux.

5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE, APPLICABLE AU 1^{ER} AOUT 2021

5.1 Règles tarifaires

5.1.1 Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes :

5.1.1.1 Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

5.1.1.2 Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

5.1.1.2.1 Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le(s) contrat(s) d'accès correspondant(s).

5.1.1.2.2 Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principale(s) et complémentaire(s).

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s) en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

5.1.1.2.3 Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

5.1.1.3 Autoprodacteur individuel avec injection

Utilisateur équipé d'une installation de production et disposant, pour un même point de connexion, d'un contrat d'accès au réseau en injection et d'un contrat d'accès au réseau en soutirage, ou d'un contrat d'accès au réseau associant injection et soutirage.

5.1.1.4 Autoprodacteur individuel sans injection

Utilisateur équipé d'une installation de production et qui ne dispose que d'un contrat d'accès au réseau en soutirage.

5.1.1.5 Autoprodacteur en collectif

Utilisateur participant à une opération d'autoconsommation collective, telle que définie par les dispositions de l'article L. 315-2 du code de l'énergie.

5.1.1.6 Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

5.1.1.7 Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L.111-91 à L.111-94 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur⁶¹.

5.1.1.8 Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

5.1.1.9 Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais ou borniers.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication, paramétrable et consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le gestionnaire de réseau public. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation sont assurés de façon automatisée.

⁶¹ Le contrat d'accès au réseau est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par toute entreprise, vendant de l'électricité à des clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur ou, si cette entreprise et le gestionnaire ne sont pas des personnes morales distinctes, un protocole relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur.

5.1.1.10 Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tableau 33 : Domaine de tension selon la tension de connexion

Tension de connexion (U_n)	Domaine de tension		
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT		Domaine basse tension
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA	Domaine haute tension
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2		
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB	
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2		
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3		

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont dénommés « tarifs du domaine de tension HTA ».

5.1.1.11 Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

5.1.1.12 Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

5.1.1.13 Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

5.1.1.14 Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barres n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

5.1.1.15 Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.



5.1.1.16 Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

5.1.1.17 Paramètre C_{card}

Surcoût encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD, pour le domaine de tension considéré.

5.1.1.18 Paramètre R_f

Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

5.1.1.19 Plage temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles les mêmes coefficients tarifaires s'appliquent.

5.1.1.20 Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

5.1.1.21 Poste tarifaire

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle poste tarifaire les catégories de soutirages pour lesquelles un même coefficient tarifaire s'applique.

5.1.1.22 Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

5.1.1.23 Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

5.1.1.24 Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

5.1.1.25 Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport tangente phi ($\text{tg } \varphi$).

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

5.1.1.26 Rapport tangente phi ($\text{tg } \varphi$)

Le rapport $\text{tg } \varphi$ mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $\text{tg } \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

5.1.1.27 Report de charges

Le TURPE 6 HTB prévoit que RTE peut interrompre le service d'accès au RPT pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT, et peut ainsi à son initiative réaliser un report de tout ou partie du soutirage d'un utilisateur sur une ou plusieurs autres de ses alimentations (principale, complémentaire ou de secours).

Lorsque RTE met en œuvre un tel report de charges, dans les conditions précisées par le TURPE 6 HTB, les dépassements de puissance souscrite observés au cours de la période de report de charge sur les alimentations vers lesquelles le report s'effectue ne sont pas pris en compte dans le calcul de la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite prévue par la présente délibération lorsque ces alimentations sont raccordées en HTA 2. Les quantités d'énergie soutirées sur le secours sont alors facturées au tarif de l'alimentation principale et les éventuels dépassements ne seront facturés qu'au-delà de la puissance souscrite de l'alimentation principale.

Le TURPE 6 HTB prévoit que, lorsque le report de charge est effectué sur une alimentation exploitée par un gestionnaire de réseaux de distribution, RTE verse une compensation financière à ce gestionnaire de réseaux de distribution selon les modalités prévues par le CART-GRD.

5.1.1.28 Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

5.1.1.29 Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaire de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

5.1.2 Structure des tarifs

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics.

En chaque point de connexion, le tarif payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle des injections (CI) ;
- la composante annuelle de soutirage (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;

- pour les gestionnaires de réseaux publics : la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

5.2 Grilles tarifaires d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

5.2.1 Grilles au 1^{er} août 2021

5.2.1.1 Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec l'entreprise qui assure la fourniture exclusive du site de consommation en application de l'article L.111-92 du code de l'énergie.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur est également applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L.331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion (CG) est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès.

Les montants de la composante annuelle de gestion sont arrondis à 12 c€ près.

Le montant de la composante annuelle de gestion facturée est égal à la somme :

- d'un paramètre R_f si le contrat d'accès au réseau est conclu par le fournisseur, ou bien d'un paramètre C_{card} si le contrat d'accès au réseau est conclu par l'utilisateur ;
- et du montant de la composante annuelle de gestion hors R_f et hors C_{card} , dont le montant applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est le suivant :

Tableau 34 : Composante annuelle de gestion hors R_f et C_{card} applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (hors C_{card})	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (hors R_f)
HTA	213,23	213,23
BT > 36 kVA	106,61	106,61
BT ≤ 36 kVA	7,46	7,46

Pour les autoproducteurs individuels avec injection, la composante de gestion facturée est égale à la somme du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (y compris

C_{card}), et de la moitié du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (y compris R_f).

Les montants de la composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels avec injection sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels avec injection applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est la suivante :

Tableau 35 : Composante de gestion hors R_f et hors C_{card} du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 des autoproducteurs individuels avec injection

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	319,84
BT > 36 kVA	159,92
BT ≤ 36 kVA	11,19

Pour les autoproducteurs individuels sans injection, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion hors coefficient R_f ou C_{CARD} , à laquelle s'ajoute le coefficient R_f ou C_{CARD} .

Les montants de la composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est la suivante :

Tableau 36 : Composante de gestion hors R_f et hors C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (hors C_{card})	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (hors R_f)
HTA	213,23	213,23
BT > 36 kVA	106,61	106,61
BT ≤ 36 kVA	7,46	7,46

Pour les autoproducteurs en collectif, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion hors coefficient R_f ou C_{CARD} majorée de 50 %, à laquelle s'ajoute le coefficient R_f ou C_{CARD} .

Les montants de la composante annuelle de gestion des autoproducteurs en collectif sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est la suivante :

Tableau 37 : Composante de gestion hors R_f et hors C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (hors C_{card})	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (hors R_f)
BT > 36 kVA	159,92	159,92
BT ≤ 36 kVA	11,19	11,19

5.2.1.2 Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de facturation (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans le tableau 39), les coûts liés au processus de reconstitution des flux, ainsi que, le cas échéant, les coûts de location et d'entretien des dispositifs de comptage.

Elle est établie en fonction de la puissance souscrite et du domaine de tension selon le tableau 39 ci-après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes du tarif d'utilisation des réseaux publics.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, le montant de la composante annuelle de comptage est défini dans le tableau 38 ci-dessous.

Les montants de la composante annuelle de comptage sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 aux utilisateurs sans dispositif de comptage est la suivante :

Tableau 38 : Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,45

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs munis d'un dispositif de comptage est définie dans le tableau 39 ci-dessous, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

La composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 aux utilisateurs munis d'un dispositif de comptage est la suivante :

Tableau 39 : Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 - Utilisateurs avec dispositif de comptage

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	312,12
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	234,90
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁶²	18,24

5.2.1.3 Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau ci-dessous :

⁶² Pour les utilisateurs disposant de dispositifs de comptage évolués en basse tension et pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la fréquence minimale de transmission des données de facturation est bimestrielle. Dans les autres cas, elle est semestrielle.



Tableau 40 : Composante annuelle des injections applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

5.2.1.4 Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs (sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 5.2.1.14), un des quatre tarifs suivants :

- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile courte utilisation.

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA et pour chacune des cinq plages temporelles de l'option tarifaire choisie, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i$$

P_i désigne la puissance souscrite pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kW.

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh

5.2.1.4.1 Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe

Pour le tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe, les coefficients b_i et c_i à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 pour les tarifs courte utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 41 et du tableau 42 ci-dessous :

Tableau 41 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 4,88$	$b_2 = 4,67$	$b_3 = 4,40$	$b_4 = 4,26$	$b_5 = 3,60$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,73$	$c_2 = 3,20$	$c_3 = 2,17$	$c_4 = 1,64$	$c_5 = 1,01$

Tableau 42 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – longue utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 19,36$	$b_2 = 18,26$	$b_3 = 13,85$	$b_4 = 9,71$	$b_5 = 4,15$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,80$	$c_2 = 2,11$	$c_3 = 1,38$	$c_4 = 0,89$	$c_5 = 0,77$

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁶³, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus⁶⁴, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h.

5.2.1.4.2 Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Pour le tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile, les coefficients b_i et c_i à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 pour les tarifs courte utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 43 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et du tableau 44 ci-dessous :

⁶³ Dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁶⁴ Ou, dans les ZNI, pendant une période de trois mois consécutifs faisant partie de la saison haute.

Tableau 43 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – courte utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 5,34$	$b_2 = 4,61$	$b_3 = 4,40$	$b_4 = 4,26$	$b_5 = 3,60$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,78$	$c_2 = 3,07$	$c_3 = 2,17$	$c_4 = 1,64$	$c_5 = 1,01$

Tableau 44 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – longue utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 21,81$	$b_2 = 19,93$	$b_3 = 13,85$	$b_4 = 9,71$	$b_5 = 4,15$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,21$	$c_2 = 1,93$	$c_3 = 1,38$	$c_4 = 0,89$	$c_5 = 0,77$

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁶⁵, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h. Les heures de pointe mobile sont les heures de la période PP1 du mécanisme de capacité⁶⁶.

5.2.1.4.3 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d'un point de connexion situé dans le domaine de tension HTA, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,04 * b_i * \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

⁶⁵ Par exception, dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁶⁶ Si une modification du mécanisme de capacité venait à supprimer la période PP1 ou à la modifier significativement, la CRE pourrait demander à RTE de tirer néanmoins des jours PP1 tels que définis actuellement, à savoir 10 à 15 jours par an, de 7h à 15h, et de 18h à 20h, afin que l'option tarifaire à pointe mobile puisse être mise en œuvre.

Les coefficients b_i à appliquer sont ceux des paragraphes 5.2.1.4.1 et 5.2.1.4.2, selon l'option choisie.

5.2.1.5 Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs (sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 5.2.1.14 ou disposition spécifique aux autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT présentée ci-dessous) un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles ;
- tarif longue utilisation à quatre plages temporelles.

Les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT), peuvent également souscrire les deux tarifs suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT) ;
- tarif longue utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT).

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁶⁷, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h.

Pour les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT, les soutirages autoproduits correspondent à la part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie. Les soutirages alloproduits correspondent aux soutirages non-autoconsommés.

Dans le cas où un autoproducteur en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT et qui a souscrit l'option spécifique à l'autoconsommation collective, puis quitte l'opération d'autoconsommation collective à laquelle il participait, ce dernier peut modifier une seule fois son option et sa version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis son précédent choix d'option tarifaire.

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA et pour chacune des plages temporelles⁶⁸ définies aux paragraphes 5.2.1.5.1, 5.2.1.5.2, 5.2.1.3 et 5.2.1.5.4, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente P_i où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

⁶⁷ Par exception, dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁶⁸ Sous réserve de la capacité technique du compteur et des systèmes d'information. Le nombre de puissances souscrites possibles par point de connexion ne pourra en tout état de cause être inférieur à 2.



$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^4 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^4 c_i \cdot E_i$$

P_i désigne la puissance souscrite apparente pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kVA.

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

Par exception, pour les points de connexion ayant sélectionné une formule tarifaire d'acheminement spécifique dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^4 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{j=1}^8 c_j \cdot E_j$$

P_i désigne la puissance souscrite apparente pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kVA.

E_j désigne l'énergie active soutirée sur le $j^{\text{ème}}$ poste tarifaire, exprimée en kWh.

5.2.1.5.1 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA courte utilisation à 4 plages temporelles, les coefficients b_i et c_i à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 45 ci-dessous :

Tableau 45 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 11,61$	$b_2 = 7,11$	$b_3 = 5,90$	$b_4 = 3,74$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,15$	$c_2 = 3,36$	$c_3 = 2,28$	$c_4 = 1,80$

5.2.1.5.2 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 4 plages temporelles, les coefficients b_i et c_i à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 46 ci-dessous :

Tableau 46 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – longue utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 20,57$	$b_2 = 12,51$	$b_3 = 10,48$	$b_4 = 5,95$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,43$	$c_2 = 3,11$	$c_3 = 2,00$	$c_4 = 1,70$

5.2.1.5.3 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Pour le tarif BT > 36 kVA courte utilisation à 4 plages temporelles - autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT), les coefficients b_i et c_j à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont respectivement ceux des tableaux 47 et 48 ci-dessous :

Tableau 47 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 11,67$	$b_2 = 6,87$	$b_3 = 5,34$	$b_4 = 3,40$

Tableau 48 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,24$	$c_2 = 2,88$	$c_3 = 2,06$	$c_4 = 1,81$	$c_5 = 2,93$	$c_6 = 1,78$	$c_7 = 0,76$	$c_8 = 0,56$

5.2.1.5.4 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 4 plages temporelles - autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT), les coefficients b_i et c_j à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont respectivement ceux des tableaux 49 et 50 ci-dessous :

Tableau 49 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 21,05$	$b_2 = 12,82$	$b_3 = 9,95$	$b_4 = 5,84$

Tableau 50 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,57$	$c_2 = 2,68$	$c_3 = 1,84$	$c_4 = 1,27$	$c_5 = 2,93$	$c_6 = 1,78$	$c_7 = 0,76$	$c_8 = 0,56$

5.2.1.5.5 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d’un point de connexion situé dans le domaine de tension BT > 36 kVA, les composantes mensuelles des dépassements de puissance apparente souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des plages temporelles du mois considéré, sur la base de la durée de dépassement *h* (en heures) et selon la formule ci-après :

$$CMDPS = \alpha * h$$

Pour la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite du domaine de tension BT > 36 kVA, le coefficient α employé applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est celui du tableau 51 ci-dessous :

Tableau 51 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

α (€ / h)
10,29

Les utilisateurs dont la CMDPS pour l’ensemble des plages temporelles serait supérieure à la fois à 30 % de leur facture TURPE mensuelle et à 25 fois le tarif de la puissance supplémentaire qu’il aurait été nécessaire de souscrire pour éviter tout dépassement, pourront obtenir le plafonnement de leur CMDPS pour le mois concerné à la plus élevée des deux limites précitées, sur demande auprès du GRD.

5.2.1.6 Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Pour l’établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu’à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l’intégralité d’une période de 12 mois consécutifs (sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 5.2.1.14 ou disposition spécifique aux autoproducteurs en collectif participant à une opération d’autoconsommation dont l’intégralité des points de soutirage et d’injection des participants sont situés en aval d’un même poste HTA/BT présentée ci-dessous) un des cinq tarifs suivants, sous réserve de la compatibilité technique du compteur :

- tarif sans différenciation temporelle - courte utilisation ;



- tarif à quatre plages temporelles - courte utilisation ;
- tarif à deux plages temporelles - moyenne utilisation ;
- tarif à quatre plages temporelles - moyenne utilisation ;
- tarif sans différenciation temporelle - longue utilisation.

Les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT, peuvent également souscrire les deux tarifs suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT) ;
- tarif moyenne utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT).

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite P par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{i=1}^n c_i \cdot E_i$$

Où :

- P désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié ;
- E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

Par exception, pour les points de connexion ayant sélectionné une formule tarifaire d'acheminement spécifique dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{j=1}^n c_j \cdot E_j$$

Où :

- P désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié ;
- E_j désigne l'énergie active soutirée sur le $j^{\text{ème}}$ poste tarifaire, exprimée en kWh.

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures réelles de début et de fin de périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement.

Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, elles sont éventuellement non contiguës.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁶⁹, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Pour les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT, les soutirages autoproduits correspondent à la part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau

⁶⁹ Dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie. Les soutirages alloproduits correspondent aux soutirages non-autoconsommés.

Dans le cas où un autoproduiteur en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT et qui a souscrit l'option spécifique à l'autoconsommation collective, puis quitte l'opération d'autoconsommation collective à laquelle il participait, ce dernier peut modifier une seule fois son option et sa version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis son précédent choix d'option tarifaire.

5.2.1.6.1 Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation, les coefficients *b* et *c* à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 52 et du tableau 53 respectivement :

Tableau 52 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA)
Du 01/08/2021 au 31/07/2022	8,52 ⁷⁰

Tableau 53 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie

<i>c</i> (c€/kWh)
3,71

5.2.1.6.2 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation avec différenciation temporelle à quatre plages temporelles, et les coefficients *b* et *c*₁ à *c*₄ à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 54 et du tableau 55 respectivement :

Tableau 54 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2021 au 31/07/2022	8,40 ⁷¹

Tableau 55 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>c</i> ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
6,27	4,29	1,34	0,83

⁷⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,49 €/kVA.

⁷¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,44 €/kVA.



5.2.1.6.3 Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation à deux plages temporelles, les coefficients b et c_i à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 56 et du tableau 57 respectivement :

Tableau 56 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2021 au 31/07/2022	10,32 ⁷²

Tableau 57 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie

c_1 Heures pleines (c€/kWh)	c_2 Heures creuses (c€/kWh)
3,79	2,68

5.2.1.6.4 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation à quatre plages temporelles, les coefficients b , et c_i à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 58 et du tableau 59 respectivement :

Tableau 58 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2021 au 31/07/2022	9,96 ⁷³

Tableau 59 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie

c_1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	c_2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	c_3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	c_4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
5,75	3,99	1,31	0,82

5.2.1.6.5 Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation sans différenciation temporelle, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes, objectives et non discriminatoires d'estimation des flux d'énergie soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA. Les coefficients b et c à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 60 et du tableau 61 respectivement :

⁷² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,35 €/kVA.

⁷³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 9,92 €/kVA.

Tableau 60 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance

<i>b</i> (€/kVA/an)
76,44 ⁷⁴

Tableau 61 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie

<i>c</i> (c€/kWh)
1,04

5.2.1.6.6 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Pour le tarif courte utilisation à quatre plages temporelles spécifique à l'autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT), les coefficients *b* et *c_i* à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 62 et du tableau 63 respectivement :

Tableau 62 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2021 au 31/07/2022	8,40 ⁷⁵

74 Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 76,46 €/kVA.

75 Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,42 €/kVA.

Tableau 63 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 6,81	c ₂ = 4,16	c ₃ = 2,15	c ₄ = 0,81	C ₅ = 1,55	C ₆ = 1,21	C ₇ = 0,73	C ₈ = 0,35

5.2.1.6.7 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

Pour le tarif courte utilisation à quatre plages temporelles spécifique à l’autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT), les coefficients *b* et *c_j* à appliquer du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 sont ceux du tableau 64 et du tableau 65 respectivement :

Tableau 64 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part puissance – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2021 au 31/07/2022	9,96 ⁷⁶

Tableau 65 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – part énergie – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 6,21	c ₂ = 3,98	c ₃ = 2,09	c ₄ = 0,81	C ₅ = 1,55	C ₆ = 1,21	C ₇ = 0,73	C ₈ = 0,35

5.2.1.7 Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l’objet d’une facturation selon les modalités définies ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

⁷⁶ Ce coefficient est l’arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 9,96 €/kVA.



5.2.1.7.1 Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 66 :

Tableau 66 : composante des alimentations complémentaires applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 355,09	Liaisons aériennes : 915,22 Liaisons souterraines : 1 372,83

5.2.1.7.2 Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 66 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points de connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que l'alimentation principale et, qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 66 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 67 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 67 : composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,55
BT	6,93

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 66 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 68 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \alpha * \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.



Tableau 68 : composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	8,50	1,84	68,21
HTB 1	HTA	2,96	1,84	24,22

5.2.1.8 Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTA et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite au paragraphe 5.2.1.4, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle de soutirage (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) (cf. 5.2.1.13) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Dans le cas où le regroupement conventionnel concerne à la fois des installations de production et des points de soutirage, les éventuels flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante :

$$CR = l * k * P_{Souscrite\ regroupée}$$

$P_{Souscrite\ regroupée}$, désigne la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés

l , désigne la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

Le coefficient k applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est défini par le tableau 69 suivant :

Tableau 69 : Composante de regroupement applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,52
	Liaisons souterraines : 0,76

5.2.1.9 Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirage (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

Pour les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA, les dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirage des gestionnaires de réseaux publics de distribution sont prévues au paragraphe 5.2.1.7 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB. Dans ce cadre, les



dispositions transitoires prévues au paragraphe 5.2.1.11 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB sont applicables au calcul de la composante annuelle de soutirage applicable au domaine de tension HTB 1.

5.2.1.10 Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle de soutirage (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion.

Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite regroupée $P_{Souscrite\ regroupée}$.

$$CT = k * P_{Souscrite\ regroupée}$$

Le coefficient k employé applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 est celui défini dans le tableau 70 ci-dessous :

Tableau 70 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,74

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe 5.2.1.8. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

5.2.1.11 Compensation pour l'exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficie de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle de soutirage (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_2 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire et nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension $N+1$ et N définie au paragraphe 5.2.1.10.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} * CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} * (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$



5.2.1.12 Ecrêtement grand froid

Lors de chaque période de froid rigoureux, telle que définie ci-après, un gestionnaire de réseaux de distribution bénéficie de la part du gestionnaire de réseau public de distribution amont d'une exonération partielle ou totale de ses dépassements de puissance uniquement durant cette période et 24 heures après.

Une période est considérée comme une période de froid rigoureux lorsque, à une maille locale et au pas horaire, la température minimale constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie au niveau de chaque station météorologique par la 30^{ème} valeur de température minimale mensuelle sur trente ans. Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités objectives, transparentes et non-discriminatoires.

5.2.1.13 Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptage permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions des paragraphes 5.2.1.13.1 et 5.2.1.13.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

5.2.1.13.1 Flux de soutirage

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- jusqu'à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le tableau 71 ci-dessus, pendant les heures de pointe et les heures pleines de saison haute ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau 71 ci-dessous :

Tableau 71 : Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	2,02
BT > 36 kVA	0,4	2,11

5.2.1.13.2 Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage à fournir ou à absorber une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Dans le domaine de tension BT, pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA, l'énergie réactive absorbée au-delà du rapport $tg \varphi_{max_BT}$ ou en deçà du rapport $tg \varphi_{min_BT}$ est facturée selon le tableau 72 ci-dessous.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport $tg \varphi_{max_HTA}$ ou en deçà du rapport $tg \varphi_{min_HTA}$ est facturée selon le tableau 72 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 72 ci-dessous l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min_HTA}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $tg \varphi_{max_BT}$, $tg \varphi_{min_BT}$, $tg \varphi_{max_HTA}$ et $tg \varphi_{min_HTA}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par plage horaire.



Tableau 72 : Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,02
BT > 36 kVA	2,11

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article L.321-12 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon tableau 73 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'elle aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Tableau 73 : Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,02

5.2.1.13.3 Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public amont.

L'énergie réactive fournie au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée par point de connexion selon le tableau 74 ci-dessous.

Les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics. Le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur à 0,4 et tient compte, par défaut, des valeurs historiques du rapport $tg \varphi$ constatées.

Tableau 74 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité applicable du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,02

À titre expérimental, et d'un commun accord, les gestionnaires de réseaux publics peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans ce paragraphe afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

5.2.1.14 Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

Les utilisateurs raccordés en BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, dans les six mois suivants la première communication d'un compteur évolué, récemment posé, avec le système d'information du GRD, modifier une seule fois leur option et leur version tarifaire pour le point de



connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

Les utilisateurs HTA et BT peuvent, dans les six mois suivants la publication de la présente délibération, modifier une seule fois leur option et leur version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

5.2.2 Grilles tarifaires applicables en 2022, 2023, 2024

5.2.2.1 Evolution des coefficients tarifaires (hors paramètres R_f et C_{card})

Chaque année N à partir de 2022, les coefficients tarifaires, hors paramètres R_f et C_{card} et coefficients de la composante de soutirage, applicables du 1^{er} août N au 31 juillet $N+1$, sont le produit :

- des coefficients tarifaires applicables du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022 définis dans le paragraphe 5.2.1 ;
- et d'un coefficient Y_N correspondant à l'évolution tarifaire cumulée des années 2022 à N .

Chaque année N à partir de 2022, les coefficients tarifaires de la composante de soutirage, applicables du 1^{er} août N au 31 juillet $N+1$, évoluent afin de prendre en compte :

- d'une part, la mise en œuvre progressive des évolutions de structure décidées par la présente délibération ;
- d'autre part, l'évolution annuelle du niveau du tarif.

En conséquence, les coefficients tarifaires de la composante de soutirage applicables sont le produit :

- des coefficients tarifaires de la grille de référence de l'année N , définie au paragraphe 5.2.2.2 ;
- et d'un coefficient Y_N correspondant à l'évolution tarifaire cumulée des années 2022 à N .

Le coefficient Y est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :

$$Y_N = Y_{N-1} \times (1 + Z_N)$$

Le coefficient d'évolution annuelle de l'année N est défini, comme :

$$Z_N = IPC_N + K_N + X$$

- Z_N : coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août de l'année N , arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- IPC_N : taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans la loi de finances de l'année N ;
- K_N : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP de l'année $N-1$, compris entre -2 % et +2 % ;
- X : est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à 0,31 %

5.2.2.2 Grille de référence applicable pour les années 2022, 2023 et 2024

5.2.2.2.1 Grilles de référence pour le niveau de tension HTA

Tarif HTA à 4 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	4,88	4,67	4,40	4,26	3,60
LU €/kW	19,36	18,26	13,85	9,71	4,15
CU c€/kWh	3,73	3,20	2,17	1,64	1,01
LU c€/kWh	2,80	2,11	1,38	0,89	0,77

Tarif HTA à pointe mobile 4 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	5,34	4,61	4,40	4,26	3,60
LU €/kW	21,81	19,93	13,85	9,71	4,15
CU c€/kWh	4,78	3,07	2,17	1,64	1,01
LU c€/kWh	3,21	1,93	1,38	0,89	0,77

Tarif HTA à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	7,09	6,95	6,76	6,67	6,23
LU €/kW	22,25	20,61	14,28	10,59	6,61
CU c€/kWh	4,32	3,44	2,21	1,32	0,82
LU c€/kWh	2,72	2,06	1,42	0,78	0,66

Tarif HTA à pointe mobile 4 plages temporelles – grille de référence 2022	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	7,39	6,90	6,76	6,67	6,23
LU €/kW	24,69	22,27	14,28	10,59	6,61
CU c€/kWh	5,37	3,31	2,21	1,32	0,82
LU c€/kWh	3,14	1,88	1,42	0,78	0,66

Tarif HTA à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	9,29	9,22	9,13	9,08	8,86
LU €/kW	25,15	22,96	14,70	11,47	9,08
CU c€/kWh	4,91	3,68	2,25	0,99	0,64
LU c€/kWh	2,64	2,01	1,45	0,68	0,54

Tarif HTA à pointe mobile 4 plages temporelles – grille de référence 2023	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	9,44	9,20	9,13	9,08	8,86
LU €/kW	27,58	24,61	14,70	11,47	9,08
CU c€/kWh	5,96	3,55	2,25	0,99	0,64
LU c€/kWh	3,06	1,83	1,45	0,68	0,54

Tarif HTA à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	11,49	11,49	11,49	11,49	11,49
LU €/kW	28,04	25,31	15,14	12,35	11,54
CU c€/kWh	5,50	3,94	2,30	0,67	0,44
LU c€/kWh	2,57	1,96	1,49	0,57	0,43

Tarif HTA à pointe mobile 4 plages temporelles – grille de référence 2024	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	11,49	11,49	11,49	11,49	11,49
LU €/kW	30,47	26,96	15,14	12,35	11,54
CU c€/kWh	6,55	3,79	2,30	0,67	0,44
LU c€/kWh	2,98	1,78	1,49	0,57	0,43

5.2.2.2 Grilles de références pour le niveau de tension BT > 36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	11,61	7,11	5,90	3,74
LU €/kW	20,57	12,51	10,48	5,95
CU c€/kWh	5,15	3,36	2,28	1,80
LU c€/kWh	4,43	3,11	2,00	1,70

Tarif BT > 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	11,67	6,87	5,34	3,40
LU €/ kVA	21,05	12,82	9,95	5,84
CU c€/kWh alloproduit	5,24	2,88	2,06	1,81
LU c€/kWh alloproduit	4,57	2,68	1,84	1,27
CU c€/kWh autoproduit	2,93	1,78	0,76	0,56
LU c€/kWh autoproduit	2,93	1,78	0,76	0,56

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,54	8,74	7,81	6,26
LU €/kW	21,55	13,35	11,41	7,94
CU c€/kWh	5,16	3,56	2,23	1,69
LU c€/kWh	4,40	3,22	1,99	1,54

Tarif BT > 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	12,61	8,44	7,07	5,71
LU €/ kVA	22,06	13,68	10,83	7,79
CU c€/kWh alloproduit	5,25	3,06	2,01	1,69
LU c€/kWh alloproduit	4,54	2,77	1,83	1,15
CU c€/kWh autoproduit	2,94	1,89	0,74	0,52
LU c€/kWh autoproduit	2,94	1,89	0,74	0,52

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	13,47	10,37	9,72	8,79
LU €/kW	22,54	14,19	12,34	9,93
CU c€/kWh	5,17	3,77	2,18	1,58
LU c€/kWh	4,37	3,33	1,98	1,38

Tarif BT > 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	13,55	10,02	8,79	8,01
LU €/ kVA	23,06	14,55	11,71	9,73
CU c€/kWh alloproduit	5,26	3,24	1,96	1,58
LU c€/kWh alloproduit	4,50	2,87	1,82	1,03
CU c€/kWh autoproduit	2,94	2,00	0,72	0,49
LU c€/kWh autoproduit	2,94	2,00	0,72	0,49

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	14,40	12,00	11,63	11,32
LU €/kW	23,52	15,03	13,26	11,91
CU c€/kWh	5,18	3,97	2,13	1,47
LU c€/kWh	4,33	3,44	1,97	1,21

Tarif BT > 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	14,48	11,59	10,52	10,31
LU €/ kVA	24,07	15,41	12,59	11,68
CU c€/kWh alloproduit	5,27	3,42	1,92	1,47
LU c€/kWh alloproduit	4,47	2,96	1,81	0,91
CU c€/kWh autoproduit	2,95	2,11	0,71	0,45
LU c€/kWh autoproduit	2,95	2,11	0,71	0,45

5.2.2.2.3 Grilles de références pour le niveau de tension BT ≤ 36 kVA

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	
CU €/ kVA	8,52
LU €/ kVA	76,44
CU c€/kWh	3,71
LU c€/kWh	1,04

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	HP	HC
MU €/ kVA	10,32	
MU c€/kWh	3,79	2,68

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,40			
MU €/ kVA	9,96			
CU c€/kWh	6,27	4,29	1,34	0,83
MU c€/kWh	5,75	3,99	1,31	0,82

Tarif BT ≤ 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille applicable au 1 ^{er} août 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,40			
MU €/ kVA	9,96			
CU c€/kWh alloproduit	6,81	4,16	2,15	0,81
MU c€/kWh alloproduit	6,21	3,98	2,09	0,81
CU c€/kWh autoproduit	1,55	1,21	0,73	0,35
MU c€/kWh autoproduit	1,55	1,21	0,73	0,35

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille de référence 2022	
CU €/ kVA	8,80
LU €/ kVA	75,36
CU c€/kWh	3,85
LU c€/kWh	1,02

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille de référence 2022	HP	HC
MU €/ kVA	10,74	
MU c€/kWh	3,93	2,78

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,31			
MU €/ kVA	9,78			
CU c€/kWh	6,18	4,23	1,32	0,82
MU c€/kWh	5,67	3,93	1,29	0,81

Tarif BT ≤ 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,32			
MU €/ kVA	9,83			
CU c€/kWh alloproduit	6,71	4,10	2,12	0,80
MU c€/kWh alloproduit	6,12	3,92	2,06	0,80
CU c€/kWh autoproduit	1,53	1,19	0,72	0,35
MU c€/kWh autoproduit	1,53	1,19	0,72	0,35

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille de référence 2023	
CU €/ kVA	9,18
LU €/ kVA	74,63
CU c€/kWh	4,01
LU c€/kWh	1,01

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille de référence 2023	HP	HC
MU €/ kVA	11,19	
MU c€/kWh	4,10	2,90

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,24			
MU €/ kVA	9,69			
CU c€/kWh	6,12	4,19	1,31	0,81
MU c€/kWh	5,62	3,89	1,28	0,80

Tarif BT ≤ 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,25			
MU €/ kVA	9,76			
CU c€/kWh alloproduit	6,64	4,06	2,10	0,79
MU c€/kWh alloproduit	6,06	3,88	2,04	0,79
CU c€/kWh autoproduit	1,51	1,18	0,71	0,34
MU c€/kWh autoproduit	1,51	1,18	0,71	0,34

Pour le niveau de tension BT ≤ 36 kVA en 2024, seules les options à 4 plages temporelles peuvent être souscrites. Les options sans différenciation temporelle (Base) et à 2 plages temporelles (HP/HC) ne peuvent être souscrites, à titre dérogatoire, que pour les clients encore non équipés d'un compteur évolué, et le niveau de la grille de référence est alors égal à celui de 2023.

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille de référence 2024	
CU €/kVA	9,18
LU €/ kVA	74,40
CU c€/kWh	4,01
LU c€/kWh	1,01

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille de référence 2024	HP	HC
MU €/ kVA	11,19	
MU c€/kWh	4,10	2,90

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,21			
MU €/ kVA	9,66			
CU c€/kWh	6,10	4,17	1,30	0,81
MU c€/kWh	5,60	3,88	1,28	0,80

Tarif BT ≤ 36 kVA autoconsommation à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/ kVA	8,24			
MU €/ kVA	9,74			
CU c€/kWh alloproduit	6,62	4,05	2,09	0,79
MU c€/kWh alloproduit	6,03	3,86	2,03	0,79
CU c€/kWh autoproduit	1,51	1,17	0,71	0,34
MU c€/kWh autoproduit	1,51	1,17	0,71	0,34

5.2.3 Évolution des paramètres R_f et C_{card} à compter du 1^{er} août 2021

5.2.2.3 Évolution du paramètre R_f à compter du 1^{er} août 2021

Le paramètre R_f évolue en prenant en compte les valeurs et les modalités d'évolution de la composante d'accès au réseau versée aux fournisseurs définie par la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018⁷⁷.

A titre indicatif, la délibération du 18 janvier 2018 en vigueur fixe, pour les composantes d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique, les niveaux suivants :

- 156 € par an pour les consommateurs HTA ;
- 78 € par an pour les consommateurs BT > 36 kVA
- pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA, la composante d'accès aux réseaux publics d'électricité évolue au 1^{er} août de chaque année de façon spécifique pour les points de connexion au tarif réglementé de vente (TRV), jusqu'au 1^{er} août 2022. Ainsi, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs, le paramètre R_f évolue pour tenir compte de l'évolution de la part des clients en offre de marché et au TRV et en fonction des coûts moyens estimés par catégorie de clients.

5.2.2.4 Évolution du paramètre C_{card} à compter du 1^{er} août 2021

La valeur du paramètre C_{card} entrant en compte dans le calcul de la composante de gestion facturée aux utilisateurs ayant conclu eux-mêmes leur contrat d'accès au réseau est basée sur les valeurs de référence définies dans le tableau suivant :

Tableau 75 : Valeur de référence du paramètre C_{CARD} par domaine de tension et puissance de raccordement

Domaine de tension et puissance de raccordement	Valeur de référence du paramètre C_{CARD} (€/an)
HTA	212,00
BT > 36 kVA	106,00
BT ≤ 36 kVA	7,90

⁷⁷ Délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT.

17 décembre 2020

A compter du 1^{er} août 2021, le montant du paramètre C_{card} applicable pour la période du 01/07/N au 30/06/N+1 est obtenu par indexation de cette valeur de référence sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et N-1.

ANNEXE 1 – MONTANTS A INTEGRER AU PERIMETRE DES CAPITAUX PROPRES REGULES AU 1^{ER} JANVIER EN APPLICATION DE LA DECISION DU CONSEIL D'ETAT

en M€ courants

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1 598	1 564	1 527	1 488	1 447	1 405	1 362	1 317	1 272	1 225

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1 178	1 130	1 081	1 032	982	929	875	817	760	702

2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
645	588	532	475	418	362	306	250	194	146

2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
111	93	82	73	64	56	48	42	36	31

2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067
27	22	19	16	13	10	8	6	5	3

2068	2069	2070	2071	2072	2073
2	1	1	0 ⁷⁸	0 ⁷⁹	0 ⁸⁰

⁷⁸ Montant inférieur à 0,5 M€

⁷⁹ Montant inférieur à 0,5 M€

⁸⁰ Montant inférieur à 0,5 M€

ANNEXE 2 – REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE A COMPTEUR DU 1ER AOÛT 2022

1. Calcul et apurement du CRCP

Le solde du CRCP d'Enedis, au 1^{er} janvier 2021, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du TURPE 5 HTA-BT et le montant provisoire, égal à 588 M€, pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT.

Pour chaque année N , à compter de l'année 2021, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année N est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année N , défini comme la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N et la différence au titre de l'année N entre le revenu autorisé prévisionnel, révisé de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2021 et le 1^{er} août de l'année N , et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire ;
- et de la différence, au titre de l'année N , entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2021 et le 1^{er} août de l'année N ;
 - la différence entre les recettes perçues par Enedis et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année $N+1$ est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année N au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

L'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N prend en compte un coefficient K_N , qui vise à :

- arrêter les apurements générés par les coefficients K appliqués les années antérieures ;
- apurer, d'ici le 31 juillet de l'année $N+1$, le solde du CRCP du 1^{er} janvier de l'année N .

Le coefficient K_N est plafonné à +/- 2 %.

2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année N à compter de l'année 2021, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
 - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
 - les charges de capital normatives non incitées ;
 - les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis ;
 - les charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport ;
 - les charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes ;
 - les charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE ;
 - les charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), uniquement pour la partie de ces charges qui résulte de l'application de la méthode comptable aux ELD en ayant fait la demande ;
 - les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
 - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies) ;
 - les redevances de concession pour les variations dues au nombre de contrats renouvelés par Enedis ;

- les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
- les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques ;
- les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*), pris en compte à 100 % ;
- l'écart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
 - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
 - les montants déterminés par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
 - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky ;
 - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
 - la régulation incitative de la qualité de service
 - la régulation incitative sur mise à disposition des données;
 - la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe ;
 - pour l'année 2024, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé ;
- de laquelle est ajouté l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5
- et de laquelle sont retranchés les montants imputés au CRL du projet Linky pour 2021 et 2022 et ajoutés les montants apurés pour 2023 et 2024.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique prises en compte pour le TURPE 6, à l'exception des contributions au titre du raccordement, des charges relatives aux contributions d'Enedis au FPE pour la part déterminée par l'application de la méthode par analyse des comptes, des redevances de concession et des impayés. Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	4717	4677	4660	4718

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N ⁸¹	0,20 %	0,80 %	1,81 %	3,03 %	4,58 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019.

b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux valeurs de référence présentées ci-après des charges de capital relatives aux actifs « véhicules », « immobilier » et « systèmes d'information », à l'exception des projets SI exclus du périmètre incité, détaillés en annexe 5.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux »	314	341	377	364

c) Charges de capital normatives non incitées

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital incitées « hors réseaux ». Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'Enedis ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'Enedis. Ces charges de capital prennent en compte les trajectoires d'ajustement relatives à l'intégration des colonnes montantes ELAN détaillées en annexe 9.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	4392	4496	4592	4696

d) Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées au paiement du TURPE HTB sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis	3617	3646	3691	3746

e) Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport	36	42	33	23

⁸¹ Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondés sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.2.2 de la présente délibération.



f) Charges relatives aux pertes

A compter de l'année 2021, pour une année *N* donnée, l'incitation annuelle au titre de la compensation des pertes correspond à 20 % de la différence entre le montant annuel de référence P_N et les charges réelles supportées par Enedis, pour la compensation des pertes de l'année *N*. Elle est plafonnée à +/- 40 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et les années suivantes sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal à la somme :

- des charges relatives à la compensation des pertes, effectivement supportées par Enedis au cours de l'année *N* ;

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges relatives à la compensation des pertes	1 202	1 181	1 165	1 159

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-1*, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- au titre de l'année *N-2* (ou d'une année antérieure), des écarts entre le montant de l'incitation annuelle pour cette année, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur la régulation incitative des pertes (basé sur les achats réalisés pour les années *N-1* et *N-2*), le calcul de l'incitation au titre de l'année 2022 (portant sur les années 2020 et 2021) utilisera, pour le calcul de l'incitation au titre de l'année 2020 (données définitives) sur les paramètres présentés dans la délibération TURPE 5, pour le calcul de l'incitation au titre de l'année 2021 (données provisoires) sur les paramètres présentés dans la délibération TURPE 6.

Le montant annuel de référence des pertes de l'année *N*, P_N , est calculé selon la formule suivante :

$$P_N = V_N * PU_N$$

Où :

- V_N est le volume annuel de référence de l'année *N*, en MWh ;
- PU_N est le prix unitaire de référence de l'année *N*, en €/MWh.

Volume annuel de référence V_N

La CRE fait évoluer la méthode de calcul du volume de référence par rapport à TURPE 5. La méthode mise en place par la CRE s'appuie sur le calcul de deux volumes de référence :

- un pour les pertes non techniques V_{N_PNT} (environ 45% des pertes totales) ;
- un pour les pertes techniques V_{N_PT} (environ 55% des pertes totales).

La somme des deux volumes permet de définir le volume de référence V_N d'Enedis pour l'année *N*.

Le volume de référence pour les pertes non technique (V_{N_PNT}) est calculé via un taux de référence appliqué à la consommation brute annuelle (C_{Brut_N}) sur le réseau d'Enedis. Le taux de référence retenu est le suivant :

	2021	2022	2023	2024
Taux de référence pour les pertes non techniques	2,9 %	2,8 %	2,6 %	2,5 %

Pour le calcul du volume de référence des pertes techniques (V_{N_PT}), la CRE conserve une formule de type polynomiale qui correspond au modèle actuel d'Enedis pour les pertes techniques.

Les polynômes techniques sont des polynômes d'ordre 2 calculés avec l'équation suivante : $P = aX^2 + bX + c$.

Il existe 3 niveaux de modélisation : Poste Source (PS), réseau HTA, réseau BT

Les coefficients associés à chaque polynôme sont les suivants :



Coefficients	PS	HTA	BT
a	3,52E-11	1,44E-10	6,73E-10
b	9,32E-04	7,40E-04	- 8,06E-03
c	9,97E+04	1,40E+04	5,58E+05

La définition de la variable X par niveau de tension est la suivante :

- Poste source : X est défini comme la somme :
 - des injections provenant des postes sources RTE ;
 - des refoulements vers le réseau de RTE.
- HTA : X est défini comme la somme :
 - des injections provenant des postes sources RTE ;
 - des refoulements vers le réseau de RTE ;
 - des injections provenant des réseaux des ELD raccordées au réseau Enedis ;
 - à laquelle sont soustraites les pertes poste source calculées au point précédent.
- BT : X est défini comme les injections totales sur les réseaux Enedis (injections provenant des réseaux de RTE et des ELD raccordées à Enedis ainsi que des sources de production raccordées au réseau Enedis) auxquelles sont soustraites :
 - les refoulements vers le réseau RTE ;
 - les soutirages des ELD raccordées au réseau d'Enedis ;
 - les consommations des clients HTA profilés ;
 - les consommations des clients HTA en courbe de charge ;
 - les pertes poste source calculées au point précédent ;
 - les pertes HTA calculées au point précédent.

Prix unitaire de référence PUV

Le prix unitaire de référence des pertes est égal au prix moyen d'un panier de produits comprenant des produits « à moyen terme », des produits « à court terme » et des produits « garantie de capacité ». Le panier de produits retenu permet de couvrir une courbe de charge des pertes réalisées à la maille horaire. Cette courbe de charge correspond à la courbe de charges des pertes d'Enedis retenue pour le processus « Recotemp » de la Recoflux.

Le panier de produits « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle.

Un prix de référence est retenu pour chaque produit « à moyen terme » (à l'exception du produit annuel base).

Pour le produit annuel base, le prix de référence tient compte des prix de marché et du prix de l'ARENH, pour refléter la possibilité qu'a le GRD d'arbitrer en fonction de l'évolution des prix de l'ARENH, tout en prenant en compte des contraintes de liquidité.

Le panier de produit « garanties de capacité » se compose de garantie de capacité hors capacité incluse dans le produit ARENH.

Le panier de produits « à court terme » se compose des produits *day-ahead* et hebdomadaires.

Un prix unitaire de référence brut est ainsi calculé comme la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier. Ce prix unitaire de référence brut ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments comme par exemple :

- les frais de transaction ;
- les effets d'une liquidité imparfaite du marché ;
- l'existence d'écarts pour le responsable d'équilibre des pertes ;



- les biais éventuels inhérents à la modélisation du prix de référence (corrélation entre plusieurs risques notamment).

Le prix unitaire de référence brut est donc majoré d'un coefficient reflétant ces phénomènes.

Les coûts liés aux soutirages physiques du gestionnaire de réseaux en tant que responsable d'équilibre sont également pris en compte à travers la valeur applicable du coefficient c, qui est défini dans les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre en vigueur.

Le détail du calcul du prix unitaire de référence est précisé dans une annexe confidentielle au présent document.

g) Charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges et des produits de l'année N au titre de la prise en charge par Enedis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché ou de tarifs réglementés de vente.

A titre indicatif, la valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE sont les suivants :

M€ courants	2021	2022	2023	2024
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	90	90	90	90

h) Charges relatives aux contributions d'Enedis au FPE par la méthode par analyse des comptes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des contributions par Enedis l'année N au titre du fonds de péréquation de l'électricité pour la part des contributions relevant de l'application de la méthode par analyse des comptes. Ces contributions comprennent donc les reversements déterminés par la CRE à partir des coûts réellement exposés, pour tout GRD desservant plus de 100 000 clients ou exerçant son activité en ZNI en ayant fait la demande.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces contributions d'Enedis au FPE, hors contributions calculées par l'application de la méthode normative, sont les suivantes :

M€ courants	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les contributions d'Enedis au FPE pour la part due à l'application de la méthode comptable	240	240	240	240

i) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des contreparties versées aux fournisseurs par Enedis au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année N correspond aux contreparties versées l'année N au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux prévus par la délibération n°2018-011 du 18 janvier 2018, pour chaque point de connexion, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

Pour les charges du GRD résultant des versements aux fournisseurs effectués après le 1^{er} janvier 2021, mais au titre de la gestion des clients en contrat unique qu'ils ont réalisée antérieurement au 1^{er} janvier 2018, le montant maximum par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP est fixé par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique sont nulles.

j) Charges relatives aux coûts échoués

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.2.4.1, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge s'élève à 68M€/an.



La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par Enedis.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués non récurrents ou prévisibles sont nulles.

k) Charges relatives aux redevances de concession

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la trajectoire de coûts prévisionnels, corrigée des éventuels changements dans le rythme de renouvellement des contrats. Les modalités détaillées de calcul de cette trajectoire corrigée sont décrites dans une annexe confidentielle.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles des charges relatives aux redevances de concession sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges relatives aux redevances de concession	321	323	328	331

l) Charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges d'exploitation engendrées par l'exploitation de solutions de flexibilité, validées après analyse de la CRE, sur le réseau d'Enedis.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités sont nulles.

m) Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à l'écart entre le montant entre les charges réalisées correspondant aux surcoûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre associés aux aléas climatiques et la trajectoire de 40M€/an fixée pour ce poste, pour la seule part de ce montant supérieure à 20M€ ou inférieure à - 20 M€.

Compte tenu de la date d'échéance du contrat de couverture assurance tempête d'Enedis, le produit éventuel associé au versement à Enedis d'une indemnisation par sa police d'assurance dans le cas d'un évènement exceptionnel intervenu au premier semestre 2021 serait retenu dans le calcul du revenu autorisé définitif.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques sont nulles.

n) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

Enedis peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation ou de charges de capital incitées liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation ou des charges de capital supérieures à 1 M€, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du TURPE. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul du revenu autorisé définitif sont déterminés par la CRE.

o) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2021-2024 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6.

L'année *N*, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	-41	-188	34	204

ii. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes effectivement perçues par Enedis pour l'année *N* au titre des contributions liées au raccordement.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	- 755	- 760	- 821	- 920

b) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

c) Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par Enedis pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 25 juin 2019 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité;
- les recettes qu'aurait perçues Enedis pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 25 juin 2019 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

d) Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué

La CRE demande à Enedis de lui faire part de tout nouveau contrat relatif au comptage évolué qui serait conclu entre le groupe EDF et des tiers pendant la période TURPE 6.

Dans le cas où les recettes qui en découleraient seraient significatives, la question de leur partage entre les utilisateurs du réseau et Enedis pourrait être posée. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 6, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats.

Les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif sont ceux définis par la CRE, le cas échéant, au titre d'un tel partage.

iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative

a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Les investissements concernés par le mécanisme de régulation incitative sont regroupés en 24 catégories définissant les six natures d'ouvrages suivantes :

- ouvrages de réseau HTA souterrain ;
- ouvrages de réseau BT souterrain ;
- ouvrages de réseau BT aérien ;

- branchements secs consommateurs ≤ 36 kVA ;
- branchements secs producteurs ≤ 36 kVA ;
- postes de transformation HTA/BT préfabriqués ;

ainsi que les quatre zones de densité urbaine suivantes :

- zone 1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants ;
- zone 2 : agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants ;
- zone 3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants hors communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne ;
- zone 4 : communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne.

Au sein de chacune de ces catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe B_i (qui dépend de la catégorie d'ouvrage i mais pas de l'année de mise en service) ;
- le cas échéant (pour les ouvrages de réseau HTA et BT), une part variable en fonction de la longueur de l'ouvrage concerné A_i (qui dépend de la catégorie d'ouvrage i mais pas de l'année de mise en service) ;
- pour les branchements, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des branchements CB_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type de branchement) ;
- pour les postes de transformation HTA/BT préfabriqués, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des postes CP_N (qui dépend de l'année N considérée) ;
- pour les autres ouvrages de réseau, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des ouvrages de réseau CR_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type d'ouvrage).

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2016 et 2019. Ces valeurs ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2021-2024 sont définis dans une annexe confidentielle à ce document.

Pour une année N donnée, le coût total modélisé des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisés, et l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service l'année N et le coût total modélisé de ces mêmes ouvrages. Elle est plafonnée à +/- 30 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année N est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année $N-1$, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année $N-2$, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (basé sur les investissements des années $N-1$ et $N-2$), le calcul de l'incitation au titre des exercices 2021 et 2022 sera basé, en partie, sur les investissements réalisés en 2019 et 2020. Pour ces deux années, les calculs des incitations sur les coûts unitaires des investissements qui leur sont attachés seront effectués sur la base des paramètres décrits dans la délibération TURPE 5.

b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'Enedis

Le montant de référence retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Linky », telles que définies par la délibération de la CRE du 23 juillet 2020 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis⁸².

⁸² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2020-013 du 23 janvier 2020 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2020-2021

c) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Les listes des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation des GRD définis pour le TURPE 6, y compris le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, figurent en annexe 7 de la présente délibération.

Les indicateurs d'Enedis relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2021.

Le mécanisme de suivi de la continuité d'alimentation des GRD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme :

- dans la limite globale de ± 83 M€, de la somme des quatre incitations financières définies au paragraphe 3.1 de l'annexe 7 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par Enedis l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2 de l'annexe 7, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 117 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 117 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

d) Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2021. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par Enedis à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service des GRD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les listes des indicateurs de qualité de service d'Enedis, des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI définis pour le TURPE 5 HTA-BT figurent en annexe 6 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1.1 de l'annexe 6.

e) Régulation incitative sur la mise à disposition des données

Un suivi de la qualité et des délais de mise à disposition des données par Enedis est introduit par la présente délibération. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par Enedis à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité des données ou de leurs délais de mise à disposition, doit être rendu public sur le site Internet d'Enedis.

La liste des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données figure à l'annexe 8 de la présente délibération.

Certains indicateurs sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et les montants des pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2021. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées. Le mécanisme de suivi de la qualité de mise à disposition des données pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative sur la mise à disposition des données, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1.1 de l'annexe 8.

f) Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par Enedis, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché (décrit au § 2.5.4. de la présente délibération). Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans le TURPE 6 HTA-BT.

La CRE pourra introduire en cours de TURPE 6 HTA-BT de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.5.4. Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2021.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année *N*.

g) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids*) pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 sont les suivants :

M€ courants	2021	2022	2023	2024
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	56	56	57	58

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids*) réalisées sur la période 2021-2024 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

iv. Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 est le suivant :

M€ courants	2021	2022	2023	2024
Apurement du solde du CRCP prévisionnel TURPE 5	153	153	153	153

v. Prise en compte du compte régulé de lissage associé au projet « Linky »

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 définissant le cadre de régulation applicable au projet de compteurs évolués d'Enedis⁸³ a mis en place un mécanisme de différé, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des compteurs évolués, des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital (amortissement et rémunération du capital investi). Pendant ce différé, ces effets sont imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Les montants imputés chaque année dans le CRL ont été établis *ex ante* sur la base du plan d'affaires communiqué par Enedis pour son projet de comptage évolué et permettent de neutraliser sur la période de 2014 à 2021 les impacts prévisionnels du projet sur les charges d'exploitation et de capital d'Enedis. L'année 2022 assure quant à elle la transition entre l'imputation dans le CRL de la totalité de l'impact du projet Linky et le début de l'apurement du CRL.

⁸³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA



Pour la période 2021-2024, les montants imputés puis apurés au CRL, prévus par la délibération susmentionnée, sont les suivants :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Montants imputés (+) ou apurés (-) au CRL	228	7	- 165	- 291

Les montants imputés au CRL sont retranchés, chaque année de la période tarifaire TURPE 5, du revenu autorisé total d'Enedis. A compter de 2023, le CRL sera progressivement apuré chaque année, au travers d'un ajustement à la hausse du tarif, jusqu'à son complet apurement, prévu en 2030. Le CRL est rémunéré au coût de la dette retenu par la CRE pour le calcul du taux de rémunération de base du projet Linky.

3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes réellement perçues par Enedis (y compris R_f).

Les prévisions de recettes sont basées sur les éléments suivants :

- Prévisions de volume d'acheminement et de nombre de consommateurs :

	2021	2022	2023	2024
Volume acheminé (TWh)	340,7	343,5	346,4	349,2
Nombre de consommateurs raccordés (en milliers)	37 527	37 864	38 205	38 548

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles de recettes, hors R_f , perçues par Enedis sont les suivantes :

<i>M€ courants</i>	2021	2022	2023	2024
Recettes prévisionnelles perçues hors R_f par Enedis	14 058	14 236	14 707	15 094

ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)

Cette annexe est confidentielle.

ANNEXE 4 – REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS D'ENEDIS (ANNEXE CONFIDENTIELLE)

Cette annexe est confidentielle.

ANNEXE 5 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES DE CAPITAL « HORS RESEAUX »

Comme présenté au paragraphe 2.3.2.2, la CRE reconduit pour la période du TURPE 6 HTA-BT un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

Ce mécanisme incite Enedis à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information.

Pour ce qui relève des systèmes d'information, certains projets sont exclus du périmètre incité. Il s'agit de projets qui présentent un enjeu de cybersécurité ou qui sont liés à la chaîne communicante et à la numérisation des activités de l'opérateur.

La liste des projets concernés est la suivante :

Projet
B4ALL
CYBER
Smartgrids
I/OT
Plateforme Services des chaînes communicantes
OKOUME
LINCS
SI Exploitant
STM

Cette liste est susceptible d'évoluer au cours de la période du TURPE 6 HTA-BT en lien avec d'éventuels nouveaux développements associés aux projets listés ci-dessus.

ANNEXE 6 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission par les gestionnaires de réseaux de distribution à la CRE d’autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande à chaque gestionnaire de réseau de distribution de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

1. Enedis

Cette partie de l’annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service d’Enedis ainsi que les incitations financières correspondantes définis pour le TURPE 6 HTA-BT. Concernant les rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et les mises à disposition du raccordement non réalisées à la date convenue avec l’utilisateur, le versement des pénalités prévues par le TURPE 6 HTA-BT ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

La CRE demande à Enedis de travailler, dans le cadre du groupe de travail électricité (GTE), à l’extension des plages horaires d’accessibilité de ses plateformes téléphoniques, en particulier la ligne fournisseur.

1.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d’Enedis donnant lieu à incitation financière

1.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis

Calcul	<i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d’une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d’utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d’un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l’utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l’opérateur sont indemnisés
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par Enedis en cas de non-exécution d’une intervention programmée du fait de l’utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l’utilisateur final via le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l’utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d’accès directement avec le GRD
Date de mise en œuvre	- Automatisation mise en œuvre depuis le 1 ^{er} janvier 2015

1.1.2. Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-heurales de chaque responsable d’équilibre

Calcul	<i>Taux de respect du délai d’envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d’Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d’Enedis pour la semaine S-2 en semaine S</i>
Périmètre	Courbes de mesure (CdM) suivantes : - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l’entrée en vigueur des tarifs
Objectif	- Objectif de référence : 98 % par année calendaire
Incitations	- Pénalités : 2 500 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l’objectif de référence - Valeur plancher des incitations : - 150 k€

	- Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

1.1.3. Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes les réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou <i>via</i> les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 93 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 94 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 95 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 95 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 80 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 80 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ± 10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

1.1.4. Taux de réclamations multiples filtré

Calcul	<u>Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation / nombre total de réclamations</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou <i>via</i> les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 9,7 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 9,5 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 9,2 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 9 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 25 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 25 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ± 5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.5. Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

Calcul	<i>Nombre de réclamations pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</i>
Périmètre	- 100% des raccordements non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur, sur réclamation de l'utilisateur - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incidations	- Pénalités : <ul style="list-style-type: none"> o 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA o 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT o 1 500 € pour les raccordements en HTA - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels - Versement : sur réclamation, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation
Date de mise en œuvre	- 1 ^{er} janvier 2014

1.1.6. Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client

Calcul	<i>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande ou dans le délai demandé par le client durant le mois M/ Nombre total de propositions de raccordement envoyées durant le mois M</i>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 91 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 92 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 93 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 94 % <u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 91 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 92 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 93 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 94 %
Incidations	<u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - Pénalités : (165 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (165 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (745 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (745 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 7 M€

	- Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

1.1.7. Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement

Calcul	<u>Nombre moyen de jours calendaires entre la date l'accord du client sur le devis de raccordement (date la plus récente de signature de la convention de raccordement pour la catégorie « Producteurs BT > 36 kVA et HTA) et la date d'envoi de la facture par Enedis suite à la réalisation du raccordement (date de mise en exploitation de l'installation pour la catégorie « Producteurs BT > 36 kVA et HTA).</u> ⁸⁴
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection, pour lesquels la date d'envoi de la facture est comprise dans le mois de calcul, des catégories suivantes : <ul style="list-style-type: none"> o les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau ; o les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau ; o les ajouts injection sur branchements existants ; o les raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau ; o les raccordements collectifs ; o les raccordements en soutirage sur le réseau HTA ; o les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA.
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif de référence pour les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 74 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 68 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 62 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 56 jours <u>Objectif de référence pour les ajouts injection sur branchements existants en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 31 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 28 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 26 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 23 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 150 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 141 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 131 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 121 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 141 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 138 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 134 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 131 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements collectifs en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 219 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 199 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 180 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 160 jours

⁸⁴ La CRE demande par ailleurs à Enedis de calculer et de transmettre, pour l'ensemble des catégories, le délai entre la date d'accord sur la PTF et la date de fin des travaux.



	<p><u>Objectif de référence pour les raccordements en soutirage sur le réseau HTA en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 190 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 175 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 160 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 145 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 195 jours o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 180 jours o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 165 jours o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 150 jours
<p>Incentations</p>	<p><u>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (4,6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau au cours de l'année - Bonus : (3,2 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 5 M€ pour les malus / + 3,5 M€ pour les bonus <p><u>Ajouts injection sur branchements existants :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (29,8 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des ajouts d'injection sur branchements existants au cours de l'année - Bonus : (18,6 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des ajouts d'injection sur branchements existants au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 2 M€ pour les malus / + 1,25 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (17,9 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau au cours de l'année - Bonus : (11,2 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 2 M€ pour les malus / + 1,25 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (16,2 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau au cours de l'année - Bonus : (10,1 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 2 M€ pour les malus / + 1,25 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements collectifs :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (6,2 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements collectifs au cours de l'année - Bonus : (4,4 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements collectifs au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 2,5 M€ pour les malus / + 1,75 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (202,1 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Bonus : (141,5 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 5 M€ pour les malus / + 3,5 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (40,3 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année



	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus : (28,2 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 2,5 M€ pour les malus / + 1,75 M€ pour les bonus - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.8. Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers

Calcul	<p><u>Nombre d'heures de disponibilité durant la semaine pendant la période de garantie de service / Nombre total d'heures de garantie de service du portail SGE durant la semaine</u></p> <p>Les heures de garantie de service du portail SGE prises en compte sont les suivantes : 7h à 21h du lundi au samedi sauf jours fériés</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail SGE utilisée pour caractériser la disponibilité du portail SGE - Causes d'indisponibilités : tout fait, non programmé ou programmé moins de 48 heures à l'avance, empêchant, gênant ou ralentissant, notamment en raison d'instabilité, de façon importante l'utilisation par les fournisseurs de cette fonction du portail
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : hebdomadaire - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - Objectif de référence : 99 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : - 1,75 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

1.1.9. Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

Calcul	<p><u>Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le mois sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre</u></p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<p><u>Objectif de référence :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 95 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 95,5 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 96 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 96,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 30 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 30 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ± 1 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.10. Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes

Calcul	<i>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</i>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif de référence :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 74 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 76 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 78 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 80 %
Incitations	- Pénalités : 60 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 60 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ± 3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.11. Énergie calée et normalisée en Recotemp

Calcul	<i>Somme pour chaque RE et pour chaque demi-heure de la valeur absolue de la différence entre l'énergie attribuée en Recotemp avant calage et normalisation et l'énergie attribuée après calage et normalisation, en pourcentage de la somme des valeurs absolues de la consommation et de la production profilées</i>
Périmètre	- Consommation profilée de tous les responsables d'équilibre
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o 2021 (RT 16) : 3,97 % o 2022 (RT 17) : 3,87 % o 2023 (RT 18) : 3,77 % o 2024 (RT 19) : 3,67 %
Incitations	- Pénalités : 250 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 250 000 € par dixième de point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 2,5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} Octobre 2018

1.1.12. Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis

Calcul	<i>Volume annuel des écarts imputables au périmètre d'équilibre d'Enedis</i>
Périmètre	- Périmètre d'équilibre d'Enedis
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : 4% du volume des pertes constatées
Incitations	- Si le volume des écarts est supérieur à 4% des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des

	écarts. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, l'écart de charges liées à la compensation des pertes ne tiendra compte des charges de règlement des écarts que dans la limite de 4 % du volume des pertes constatées.
Date de mise en œuvre	1 ^{er} Octobre 2018 Cet indicateur sera supprimé lors du passage en système cible : pertes par bouclage.

1.1.13. Qualité de la prévision des pertes relative à l'ENA

Calcul	<u>Somme des valeurs absolues, en énergie, de l'ENA non normalisée au pas demi-horaire divisée par la somme des consommations et productions profilées au périmètre Enedis</u>
Périmètre	- Périmètre d'équilibre d'Enedis
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> o 2021 (RT 16) : 1,8 % o 2022 (RT 17) : 1,65 % o 2023 (RT 18) : 1,5 % o 2024 (RT 19) : 1,35 %
Incitations	- Pénalités : 250 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 250 000 € par dixième de point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 2,5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021 Cet indicateur sera supprimé lors du passage en système cible : pertes par bouclage.

1.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

1.2.1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de résiliations par tranches de délais et par catégorie d'utilisateurs	Nombre d'affaires de résiliation clôturées et réalisées dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre d'affaires de résiliation clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de mises en service par tranche de délais et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service sur installation existante clôturées dans le mois et réalisées dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre d'affaires de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle
Taux de changements de fournisseurs réalisés par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle
Taux de mise en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M et réalisées à date demandée par le client (si le délai demandé est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M	Mensuelle
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis	Nombre de rendez-vous replanifiés par le GRD (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle

1.2.2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Nombre de réclamations reçues par le GRD par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle



Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est supérieure à 60 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant Enedis	Nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant Enedis	Trimestrielle
Qualité perçue des prestations de raccordement	Taux de clients « pas du tout satisfait » suite à la réalisation d'une prestation de raccordement par Enedis, par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle
Qualité perçue des prestations (hors raccordement)	Taux de clients « pas du tout satisfait » suite à la réalisation d'une prestation hors raccordement par Enedis, par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle

1.2.3. Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA relevés publiés sur index réel durant le mois / Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA à relever durant le mois	Mensuelle
Taux d'absence au relevé 2 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans auto-relève/ Nombre de compteurs à relever durant le mois	Trimestrielle
Taux d'index électricité relevés et auto-relévés par semestre	Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou auto-reluvé au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois	Mensuelle
Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Somme des « Redressements Avoirs Factures » pour motif « Redressement d'index » hors source « Fraude » émis durant le mois / Somme des relevés du mois	Mensuelle

1.2.4. Indicateurs relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle
Délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais d'envoi des propositions de raccordement à partir de la qualification de la demande / Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délai par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle

Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai d'envoi de la convention de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai d'envoi de la convention de raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai de réalisation du raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle
Délai de réalisation des raccordements provisoires	Délai moyen de réalisation d'un raccordement provisoire calculé entre la date de réception de la demande et la date de réalisation du raccordement	Trimestrielle

1.2.5. Indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Différence entre les bilans électriques Ecart et Recotemp	Somme des valeurs absolues de la différence, pour chaque responsable d'équilibre et pour chaque demi-heure, entre les volumes attribués en Recoflux (M+12) et ceux attribués en Recotemp	Annuelle
Energie Non Affectée en Recotemp	Volume annuel d'Energie Non Affectée en Recotemp	Annuelle
Qualité de la prévision des pertes au pas ½ horaire	Somme des valeurs absolues de la différence au pas demi-horaire, entre les pertes réalisées et les pertes achetées par Enedis, divisée par le volume de perte réalisée	Annuelle
Qualité de la prévision des pertes au pas journalier	Somme des valeurs absolues de la différence au pas journalier, entre les pertes réalisées et les pertes achetées par Enedis, divisée par le volume de perte réalisée	Annuelle
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	Taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis pour la semaine S-1 en semaine S	Trimestrielle

2. Entreprises locales de distribution desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 6 HTA-BT.

Cette liste pourra être complétée pour les ELD ayant opté pour l'établissement, par la CRE sur la base de leurs comptes, de leur dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

2.1. Indicateur de suivi de la qualité de service donnant lieu à incitation financière

2.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	<u>Nombre rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD

Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

2.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD desservant plus de 100 000 clients.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement - Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle
Taux de mises en service réalisées dans les délais	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au	Trimestrielle

demandés par catégorie d'utilisateurs	délaï catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délaï catalogue (si le délaï demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délaï catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	
Délaï moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie de raccordement	Délaï moyen calculé entre l'accord par le client du devis de raccordement et la date de fin des travaux à la charge du GRD, calculé par catégorie de raccordement :	Trimestrielle
Délaï de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	Taux de respect du délaï d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau du GRD pour la semaine S-1 en semaine S	Trimestrielle

ANNEXE 7 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ D’ALIMENTATION

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission à la CRE par les gestionnaires de réseaux de distribution d’autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s’opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux autorités concédantes d’indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d’électricité.

En complément, la CRE demande aux différents GRD de lui transmettre des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d’alimentation (prise en compte des différentes zones géographiques⁸⁵ aussi bien que des densités de population).

1. Événements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d’alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d’avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l’indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l’application des règles de sûreté mentionnées à l’article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d’électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d’ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l’inaction du gestionnaire de réseau public d’électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d’une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d’occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d’une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d’électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

Cette définition ne s’applique par à EDF SEI suite à la délibération de la CRE du 19 décembre 2019⁸⁶.

2. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à l’ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Calcul	<i>Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toute interruption d’alimentation d’une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d’événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures - En cas de coupure de plus 20% de l’ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental - En cas d’interruption d’alimentation d’une durée supérieure à 5 heures due une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux gérés par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont

⁸⁵ Dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les zones géographiques correspondent à chacun des territoires.

⁸⁶ Délibération de la CRE n° 2019-301 du 19 décembre 2019 portant décision de modification de la délibération du 22 mars 2018 sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l’électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé



	- Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure <p><i>Les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10% de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.</i></p>
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2017

3. Enedis

3.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

3.1.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{87} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2024 : 62 minutes
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $6,4 \text{ M€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

3.1.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p>
---------------	---

⁸⁷ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.



	$DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{88} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 42,1 minutes o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 41,8 minutes o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 41,5 minutes o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 41,2 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 5,9 M€/minute × ($DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

3.1.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

Calcul	<p><i>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</i></p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{89} \text{ et brèves}^{90} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- FMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (FMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 1,72 coupure par an o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 1,60 coupure par an o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 1,47 coupure par an o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 1,34 coupure par an
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 4 M€/coupure annuelle × ($FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT}$) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

3.1.4. Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

Calcul	<p><i>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par</i></p>
---------------	--

⁸⁸ Ibid.

⁸⁹ Ibid.

⁹⁰ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

	<p>(ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{91} \text{ et brèves}^{92} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- FMC _N ^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (FMC _{Nref} ^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 1,87 coupure par an o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 1,73 coupure par an o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 1,58 coupure par an o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 1,43 coupure par an
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 20 M€/coupure annuelle × (FMC _{Nref} ^{HTA} – FMC _N ^{HTA}) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

3.2. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, Enedis transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT suivant la cause de la coupure : <ul style="list-style-type: none"> • causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ; • travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis ; • événements exceptionnels. 	Trimestrielle
Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT dues à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation	Trimestrielle
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA suivant la cause de la coupure : <ul style="list-style-type: none"> • causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ; • travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis ; • événements exceptionnels. 	Trimestrielle
Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA dues à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation	Trimestrielle
Le nombre moyen par client d'excursions de tension ⁹³ pour les clients disposant d'un compteur évolué, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle

⁹¹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

⁹² Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

⁹³ Une excursion de tension correspond à une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90 % de la valeur de la tension nominale correspondante ou supérieure à 110 % de cette tension nominale.

Le taux moyen de coupures très brèves, inférieures à 1 seconde (également appelées microcoupures), des installations de consommation, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de production, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, Enedis transmet en complément à la CRE les valeurs annuelles des indicateurs susmentionnés ainsi que le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT, d'une part, et en HTA, d'autre part, au 31 décembre de l'année précédente.

4. Entreprises locales de distribution desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI définis pour le TURPE 6 HTA-BT.

Cette liste pourra être complétée pour les ELD ayant opté pour l'établissement, par la CRE sur la base de leurs comptes, de leur dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, les ELD desservant plus de 100 000 clients transmettent à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle
La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle

ANNEXE 8 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE LA TRANSMISSION DES DONNÉES

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission par les gestionnaires de réseaux de distribution à la CRE d’autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après.

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE demande à chaque gestionnaire de réseau de distribution de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

1. Enedis

1.1. Indicateurs incités financièrement de la qualité de la transmission des données

1.1.1. Taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky

Calcul	Au périmètre des points ayant souscrit à une publication de courbes de charge fournisseurs, nombre de courbes de charge de consommation, sur le mois M, disponibles à J+1 dans STM/ Nombre de courbes de charge journalières à publier sur le mois M
Périmètre	- Tous les compteurs Linky communicants
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 95,5 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 96 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 96,5 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 97 %
Incitations	- L’incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 150 k€ de pénalité par dixième de point si le taux annuel est en dessous de l’objectif de référence - Valeur plancher des incitations : - 3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.2. Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)

Calcul	<u>Nombre de fichiers de données de comptage, associés à un PRM avec abonnement (F305A-P305A) actif contenant au moins une donnée, envoyés depuis l’interface d’échange avant 9h divisé par, le nombre d’abonnements actifs au jour de la publication sur les PRM.</u>
Périmètre	- Tous les points avec un abonnement F305A-P305A
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 92 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 94 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 95 %
Incitations	- L’incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 100 k€ de pénalité par dixième de point si le taux annuel est en dessous de l’objectif de référence - Valeur plancher des incitations : - 2 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.3. Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA

Calcul	Nombre d'index réels ⁹⁴ utilisé pour la facturation / nombre de compteurs à facturer pendant le mois
Périmètre	- Tous les points BT > 36 kVA équipés de boîtiers IP
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 97,8 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 98,1 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 98,4 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 98,7 %
Incitations	- L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 100 k€ de pénalité par dixième de point si le taux annuel est en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : - 2 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.1.4. Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires

Calcul	<u>Nombre de Courbes de Charge, associées à un PRM avec abonnement (F300b-P300B) actif contenant au moins une donnée, envoyées depuis l'interface d'échange avant 9h / Nombre d'abonnements actifs sur les PRM.</u>
Périmètre	- Tous les points avec un abonnement F300b-P300b
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 93 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 95 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 96 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 97 %
Incitations	- Pénalités : -150 k€ par dixième de si le taux annuel est en dessous de l'objectif de référence - Bonus : 150 k€ par dixième de si le taux annuel est au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

1.2. Indicateur suivi de la qualité de transmission des données

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Le taux de transmission ponctuelle en infra-journalier de données est calculé comme le ratio, du nombre de réponses aux demandes recevables en moins de 30 min (F375A), comportant des données envoyées aux clients depuis l'interface d'échange divisé par, le nombre de demandes de données infra-journalière recevables.	Trimestrielle

⁹⁴ Les règles de marché en vigueur prévoient qu'un index est qualifié de réel s'il est télé-relevé jusqu'à J-5.



ANNEXE 9 – DETAIL DES AJUSTEMENTS CONCERNANT L'INVENTAIRE DES COLONNES MONTANTES

Cette annexe liste les ajustements extra-tarifaire retenus par la CRE dans le cadre de l'intégration des colonnes Elan au bilan d'Enedis en date du 18 décembre 2020. Pour rappel, ces ajustements extra-tarifaires correspondent aux corrections suivantes de l'inventaire et de la valorisation des colonnes montantes ELAN :

- considérer une quantité de colonnes identifiées hors concession avant 1966 comme déjà en concession, sur la tendance des quantités post 1966 ;
- prendre en compte une correction pour la répartition des rénovations de colonnes sur la période 1958-1992 ;
- tenir compte, pour l'intégration loi ELAN, d'une surestimation des colonnes hors concession correspondant, a minima, à 15 % des quantités en concession par millésime avant la signature des CdC modèle 1992 ;
- assurer une valorisation similaire pour les colonnes anciennement en ou hors concession qui présentent strictement les mêmes conditions d'exploitation, à palier technique constant.

Les ajustements extra-tarifaires résultants des corrections mentionnées ci-dessus sont les suivants :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ajustement de la BAR (en M€)	-153,92	-146,10	-138,49	-131,02	-123,75	-116,67	-109,79	-103,05	-96,43	-89,93
Ajustement sur les dotations d'amortissement (en M€)	-7,81	-7,62	-7,46	-7,28	-7,08	-6,87	-6,74	-6,62	-6,50	-6,37
Ajustement sur les CPR (M€)	-	7,81	15,43	22,89	30,17	37,25	44,12	50,86	57,48	63,98

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ajustement de la BAR (en M€)	-83,56	-77,30	-71,18	-65,26	-59,53	-54,04	-48,84	-43,91	-39,25	-34,86
Ajustement sur les dotations d'amortissement (en M€)	-6,26	-6,12	-5,92	-5,73	-5,49	-5,21	-4,93	-4,66	-4,39	-4,12
Ajustement sur les CPR (M€)	70,35	76,61	82,74	88,65	94,39	99,87	105,08	110,01	14,67	19,06

	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ajustement de la BAR (en M€)	-30,73	-26,90	-23,35	-20,08	-17,08	-14,35	-11,89	-9,71	-7,79	-6,14
Ajustement sur les dotations d'amortissement (en M€)	123,18	127,02	130,57	133,84	136,84	139,57	142,02	144,20	146,12	147,77
Ajustement sur les CPR (M€)	127,02	130,57	133,84	136,84	139,57	142,02	144,20	146,12	147,77	149,14

	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Ajustement de la BAR (en M€)	-4,77	-3,76	-3,08	-2,64	-2,29	-2,04	-1,83	-1,65	-1,50	-1,36
Ajustement sur les dotations d'amortissement (en M€)	-1,02	-0,67	-0,45	-0,34	-0,26	-0,21	-0,18	-0,15	-0,13	-0,12
Ajustement sur les CPR (M€)	149,14	150,16	150,83	151,28	151,62	151,88	152,09	152,27	152,42	152,56

	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
Ajustement de la BAR (en M€)	-1,24	-1,13	-1,02	-0,93	-0,84	-0,76	-0,67	-0,60	-0,52	-0,45
Ajustement sur les dotations d'amortissement (en M€)	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07	-0,07	-0,07
Ajustement sur les CPR (M€)	152,68	152,79	152,89	152,99	153,08	153,16	153,24	153,32	153,39	153,47

	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080
Ajustement de la BAR (en M€)	-0,38	-0,31	-0,24	-0,17	-0,11	-0,06	-0,03	-0,01	-0,00	-
Ajustement sur les dotations d'amortissement (en M€)	-0,07	-0,07	-0,07	-0,06	-0,05	-0,03	-0,02	-0,01	-0,00	-
Ajustement sur les CPR (M€)	153,54	153,61	153,68	153,75	153,81	153,86	153,89	153,91	153,91	153,92

ANNEXE 10 – EVOLUTION DE FACTURES TURPE 6 HTA-BT

La CRE a simulé les évolutions de factures TURPE générées par l’application des grilles tarifaires TURPE 6 au 1^{er} août 2021. Les évolutions de factures calculées prennent en compte les évolutions de la structure du TURPE mise en œuvre au 1^{er} août 2021 s’agissant composantes de comptage, gestion et de soutirage (dont le lissage) ainsi que l’évolution globale du niveau tarifaire à la même date.

Par ailleurs, les simulations faites par la CRE sont réalisées sur un échantillon représentatif de clients fourni par Enedis sur chaque niveau de tension. La CRE a considéré que les puissances souscrites des clients étaient optimisées en TURPE 5 et en TURPE 6.

1. Domaine de tension HTA

Pour le domaine de tension HTA, cinq courbes de charges représentatives ont été construites à partir de la moyenne des soutirages des utilisateurs répartis par durée d’utilisation. Ces durées d’utilisation permettent de constituer des groupes d’utilisateurs de tailles approximativement équivalentes.

Utilisateurs représentatifs HTA	Durée d’utilisation moyenne (DU)	Nombre d’utilisateurs HTA ⁹⁵	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6 en 2021
Segment très court : durées d’utilisation entre 0 et 1 000 heures	651	12 274	0,91 %
Segment court : durées d’utilisation entre 1 000 et 2 000 heures	1529	21 415	0,12 %
Segment moyen : durée d’utilisation entre 2 000 et 3 000 heures	2470	23 976	1,25 %
Segment long : durée d’utilisation entre 3000 et 4 000 heures	3457	15 465	0,71 %
Segment très long : durée d’utilisation entre 4 000 et 8 760 heures	4937	18 755	- 0,57 %

⁹⁵ Le nombre d’utilisateurs est défini à partir d’un échantillon représentatif du portefeuille d’utilisateurs HTA fourni par Enedis



2. Domaine de tension BT > 36 kVA

Pour le domaine de tension BT > 36 kVA, cinq courbes de charges représentatives ont été construites à partir de la moyenne des soutirages des utilisateurs répartis par durée d'utilisation. Ces durées d'utilisation permettent de constituer des groupes d'utilisateurs représentant les catégories suivantes :

- Segment très court : commerces saisonniers, multi-fluides ;
- Segment court : commerces ou très petites entreprises (TPE) sans chauffage électrique ;
- Segment moyen : TPE avec des machines fonctionnant ponctuellement ou commerces avec chauffage électrique ;
- Segment long : TPE avec machines industrielles fonctionnant de manière régulière ;
- Segment très long : TPE avec machines industrielles fonctionnant en continu.

Utilisateurs représentatifs BT > 36 kVA	Durée d'utilisation moyenne (DU)	Nombre d'utilisateurs ⁹⁶	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6 en 2021
Segment très court : durées d'utilisation entre 0 et 1 000 heures	615	65 655	- 1,37 %
Segment court : durées d'utilisation entre 1 000 et 2 000 heures	1 506	127 205	0,20 %
Segment moyen : durée d'utilisation entre 2 000 et 3 000 heures	2 460	127 206	0,37 %
Segment long : durée d'utilisation entre 3 000 et 4 000 heures	3 494	57 448	0,70 %
Segment très long : durée d'utilisation entre 4 000 et 8 760 heures	4 661	32 827	0,75 %

⁹⁶ Le nombre de clients a été défini à partir d'un échantillon représentatif du portefeuille de client BT > 36 kVA fourni par Enedis

3. Domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Pour le niveau de tension BT ≤ 36 kVA, qui regroupe la majorité des clients raccordés au réseau de distribution, un découpage par puissance souscrite et par durée d'utilisation a été réalisé afin d'identifier différentes catégories d'utilisateurs représentatifs.

Pour chaque niveau de puissance souscrite retenu (par pas de 3 kVA entre 3 kVA et 12 kVA), trois courbes de charges représentatives ont été construites à partir de la moyenne des soutirages des utilisateurs dont la durée d'utilisation hivernale⁹⁷ illustre les catégories d'utilisateurs suivantes :

- segment court : résidences secondaires, locations saisonnières, logements multi-fluides ;
- segment moyen : résidence principale sans chauffage électrique ;
- segment long : résidence principale avec chauffage électrique.

Utilisateurs représentatifs BT ≤ 36 kVA	Durée d'utilisation (DU)	Nombre d'utilisateurs par puissance souscrite (milliers)	Evolution de factures annuelles entre le TURPE 5 et le TURPE 6 grille 2021
Clients avec Puissance souscrite de 3 kVA			
Segment court : 0 à 200h	87	2 677	+ 3,28 €
Segment moyen : 200h à 600h	362	3 500	+ 2,01 €
Segment long : plus de 600h	1 054	4 118	- 2,56 €
Clients avec Puissance souscrite de 6 kVA			
Segment court : 0 à 150h	78	5 417	+ 8,30 €
Segment moyen : 150h à 300h	226	7 917	+ 6,65 €
Segment long : plus de 300h	615	7 500	+ 3,08 €
Clients avec Puissance souscrite de 9 kVA			
Segment court : 0 à 120h	63	817	+ 17,15 €
Segment moyen : 120h à 400h	228	1 180	+ 12,10 €
Segment long : plus de 400h	670	1 028	+ 5,95 €
Clients avec Puissance souscrite de 12 kVA			
Segment court : 0 à 150h	77	413	+ 22,86 €
Segment moyen : 150h à 400h	253	636	+ 18,48 €
Segment long : plus de 400h	718	670	+ 9,38 €

⁹⁷ La durée d'utilisation hivernale a été retenue en BT ≤ 36 kVA afin de pouvoir distinguer les clients avec et sans chauffage électrique.



ANNEXE 11 – METHODE RETENUE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6

Les travaux engagés pour la préparation du TURPE 5 s'agissant de la composante de soutirage avaient conduit à améliorer l'allocation des coûts en prenant notamment mieux en compte la différenciation des coûts unitaires de réseaux, en fonction de la temporalité. Les modifications apportées à l'allocation des coûts s'étaient alors fondées sur de nouvelles données de consommation, affinées car issues d'utilisateurs réels (intégralité des utilisateurs HTB, échantillon important d'utilisateurs HTA et BT). Les données relatives aux réseaux étaient en revanche construites à partir, d'une part, d'une modélisation simplifiée des coûts des infrastructures de réseau, considérant que ceux-ci augmentent de façon linéaire avec la pointe des soutirages à l'échelle nationale, et, d'autre part, d'une prise en compte du foisonnement à l'échelle nationale.

Les travaux réalisés pour TURPE 6, présentés ci-après, ont pour objectif d'améliorer cette modélisation en se fondant sur des données de réseaux plus robustes, permettant de renforcer la précision de la méthodologie utilisée. Les gestionnaires de réseaux ont en particulier transmis à la CRE des données beaucoup plus précises s'agissant de la description de leurs réseaux. Ainsi, la CRE a pu fonder ses travaux sur la quantité d'ouvrages effectivement présente dans chaque poche de réseau⁹⁸ et les courbes de charge des postes sources HTB-HTA en tête de chacune de ces poches (et non d'une unique courbe de charge nationale). Cette amélioration permet de mieux prendre en compte, d'une part, les effets d'échelle du réseau (doubler la capacité d'un ouvrage ne revient pas à doubler les coûts) et, d'autre part, les effets locaux (tous les ouvrages de réseau n'ont pas la même pointe à la même heure).

Par ailleurs, l'échantillon d'utilisateurs HTA et BT utilisé est amélioré par rapport à celui utilisé lors des travaux TURPE 5 (43 000 points de livraisons dans les simulations de soutirages basse tension du TURPE 6, contre 3 000 dans le TURPE 5) et est donc plus représentatif de la forme de la consommation réelle des consommateurs.

La méthodologie retenue pour TURPE 6, présentée ci-après, s'inscrit dans la continuité de la méthode TURPE 5, tout en raffinant certaines étapes de calcul (prise en compte d'un coût de desserte, coût marginal plutôt que coût incrémental moyen, forme de la fonction de coût, affectation des coûts de compensation des pertes et des réserves suivant la matrice des flux ...). Elle s'efforce par ailleurs de respecter les principes généraux (efficacité, lisibilité, faisabilité, acceptabilité) rappelés précédemment, auxquels les acteurs se sont montrés globalement favorables. Les grilles tarifaires résultant de cette méthodologie sont présentées en annexe.

1. Principe général d'allocation des coûts

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts à chaque utilisateur, de manière à ce que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux.

La méthode que la CRE met en œuvre dans le TURPE 6, fondée sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur leurs coûts, leurs réseaux et les consommations, est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1- étude économétrique des coûts d'infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
 - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
 - déterminer les variables étant le plus à même d'expliquer les variations de coûts entre poches ;
 - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts ;
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d'utilisateurs et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – recalage et répercussion des coûts annexes : cette étape tout d'abord recalculer les coefficients tarifaires de façon homothétique pour égaliser les recettes d'infrastructure et les charges à couvrir de chaque domaine de tension, puis consiste à prendre en compte les coûts annexes (compensation pertes,

⁹⁸ Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

Pour le réseau HTB3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées. En effet, le réseau HTB 3 présente des particularités qui conduisent à refléter les coûts induits par les soutirages sous la forme d'un tarif à l'énergie, sans différenciation temporelle ni coefficient à la puissance souscrite. Les coûts d'infrastructures du réseau HTB 3 représentent 0,26 c€ par kWh transité sur ce domaine de tension.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

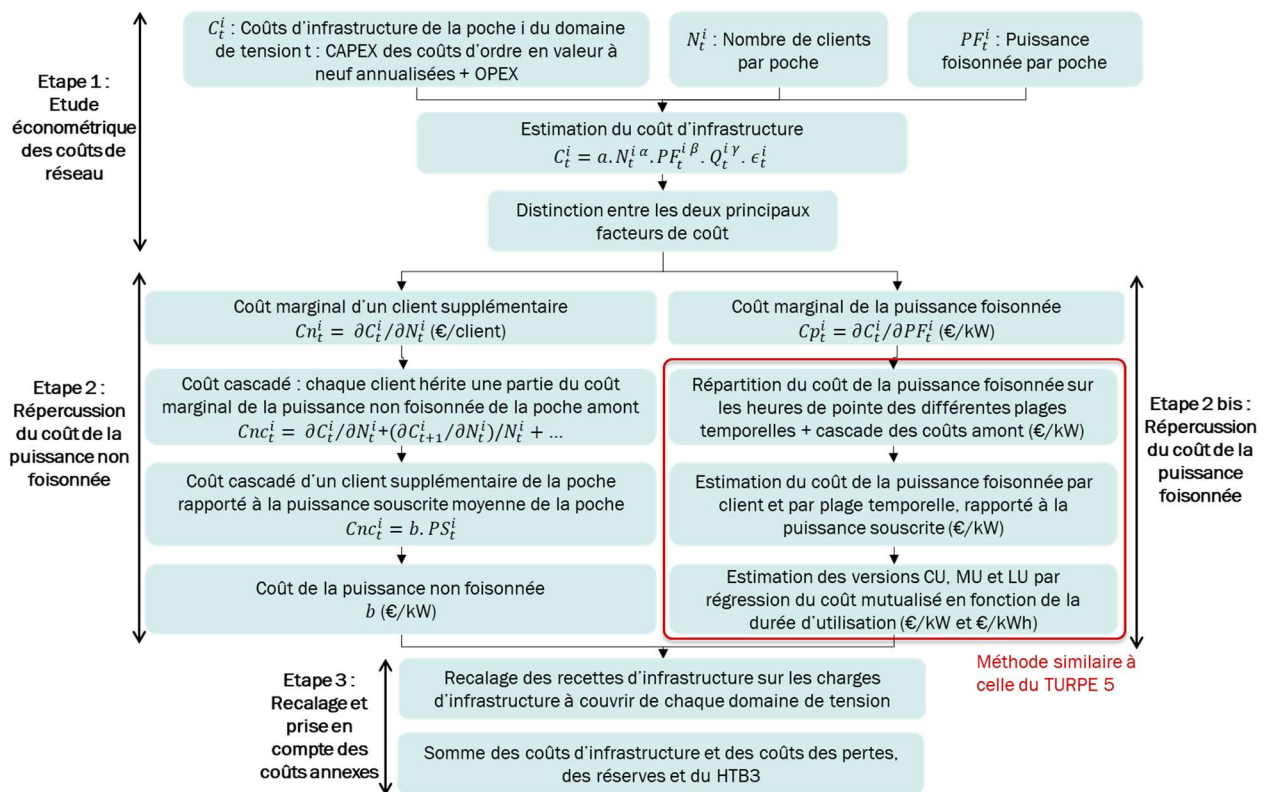


Figure 1 : Etapes de la méthode du TURPE 6

2. Etape 1 : Etude économétrique des coûts d'infrastructure

La méthode de calcul qui a été utilisée pour la structure du TURPE 5 présente un certain nombre de particularités qui ont été introduites en réponse notamment au manque de détails disponibles à l'époque sur les données de coûts d'infrastructure au niveau local :

- la maille observée est nationale ;
- les coûts d'infrastructure sont supposés entièrement expliqués par la capacité du réseau du domaine de tension considéré ;
- selon la fonction de coût implicite du TURPE 5, les coûts sont supposés strictement proportionnels à la capacité du réseau ;
- le nombre d'utilisateurs est supposé ne pas influencer sur les coûts ;
- le tarif ne vise pas à refléter le coût marginal, mais le coût horaire incrémental moyen.

Les travaux réalisés en amont du TURPE 6 ont permis d'estimer les coûts d'infrastructure à l'échelle locale (raisonnement à l'échelle des poches de réseaux, par niveau de tension), ce qui permet de calculer un coût marginal à la pointe en fonction du développement local du réseau. Ces données plus fines doivent permettre de répercuter plus précisément, dans les différentes versions tarifaires, les coûts correspondant aux différentes utilisations du réseau.

2.1. Utilisation de données de réseau plus fines : les poches de réseau

Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au plus proche selon la distance électrique. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches pour chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre les niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

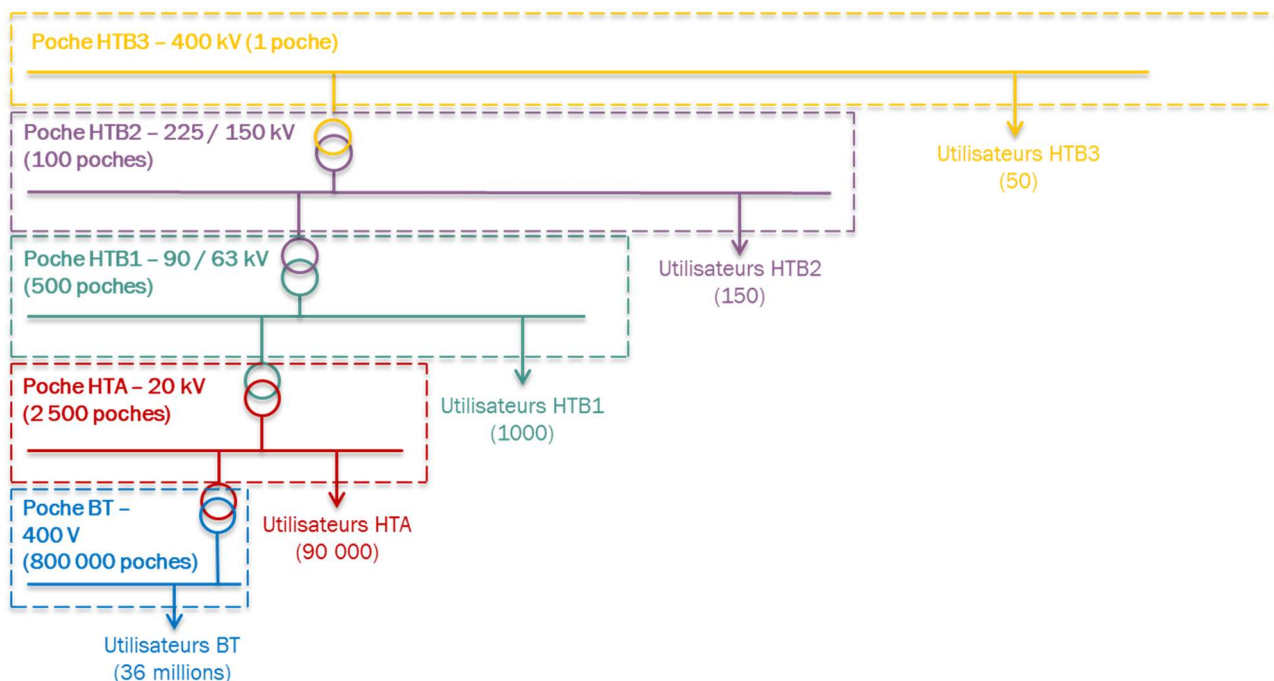


Figure 2 : Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur)

Pour chaque poche, les gestionnaires de réseaux ont fourni de nombreuses données : quantités d'ouvrages, nombre et caractéristiques des utilisateurs raccordés, indicateurs topologiques et de densité, courbes de charge, etc.

Ces données permettent de reconstituer le coût annualisé de chaque poche et d'expliquer économétriquement ces coûts par les différentes variables issues des données fournies pour chaque poche (par exemple nombre d'utilisateurs, somme des puissances souscrites, puissance maximale transitée dans la poche, volume d'énergie transitée au cours de la pointe, densité...).

Le coût normatif d'une poche de réseau est calculé comme la somme de l'annuité des valeurs à neuf des actifs, et des coûts d'exploitation répartis au prorata des valeurs d'actifs.

Le coût d'une poche de réseau est directement lié aux caractéristiques techniques des ouvrages : le domaine de tension, la longueur des liaisons et la capacité des liaisons et des postes.

2.2. Variables expliquant les coûts d'infrastructure

Le coût d'une poche de réseau est en partie expliqué par les caractéristiques des utilisateurs qui y sont raccordés. Il est également sensible à d'autres facteurs qui ne dépendent pas des caractéristiques des utilisateurs :

- variables géographiques comme le degré d'urbanisation, la nature du terrain, ou encore le climat ;
- et variables historiques telles que le dynamisme de la région et les choix de planification du gestionnaire de réseaux.

Tableau 1 : Données considérées par poche dans l'analyse économétrique

Domaine	Nombre de poches	Coût total (M€)	Puissance max asynchrone (MW)	Nombre d'utilisateurs ou de poches du niveau de tension inférieur	Coût moyen de la Pmax (€/kW)	Coût moyen par utilisateur (€)	Puissance max asynchrone moyenne par poche (MW)	Nombre d'utilisateurs moyen par poche	Puissance moyenne par utilisateur (kW)
HTB2	107	1 420	122 345	879	11,6	1 699 263	1 143	8,2	27 283
HTB1	446	1 794	94 325	3 146	19,0	808 683	211	7,1	20 846
HTA	2143	5 265	88 652	92 000	59,4	5 992	41	43,0	360
BT	787 500	6 081	70 900	36 400 000	85,7	167	0,1	46,2	9

L'analyse économétrique menée par la CRE montre que le coût d'une poche du réseau dépend principalement de la **puissance de pointe foisonnée**⁹⁹ (**puissance foisonnée**) et du **nombre d'utilisateurs** de chaque poche.

Des variables de contrôle ont également été introduites : pour toute la haute tension, la surface de desserte ; en HTA ont également été prises en compte la puissance de production et la densité.

D'autres variables peuvent être considérées, mais n'ont pas été retenues par la CRE, pour les raisons suivantes :

- les variables exogènes (type d'habitat, etc.) améliorent le pouvoir explicatif du modèle, mais n'apportent pas nécessairement d'information au tarifificateur. Leur utilisation peut dans certains cas se révéler contre-productive, si elles sont corrélées à la puissance de pointe, car elles vont amoindrir les coefficients des variables à tarifier, sans être tarifées elles-mêmes ;
- les caractéristiques de consommation agrégée des utilisateurs d'une poche, telles que la somme des puissances souscrites et la somme de l'énergie soutirée, sont trop corrélées entre elles et avec la puissance foisonnée pour apporter une information significative dans le cadre de la fonction de coût.

Par ailleurs, les domaines de tension HTB 1 et HTB 2 ont été traités comme un seul domaine de tension en raison de la fonction qu'ils assurent en tant que de réseau de répartition.

2.3. Fonction de coût

La sensibilité des coûts d'infrastructure aux caractéristiques des utilisateurs est quantifiable avec une fonction de coût de type Cobb-Douglas. Les paramètres de cette fonction sont directement issus de l'analyse économétrique des coûts par poche.

$$C_{pi} = A \cdot N_i^\alpha \cdot PF_i^\beta \cdot Q_i^\gamma$$

Avec :

- C_{pi} le coût d'infrastructure de la poche i ;
- N_i le nombre d'utilisateurs de la poche i ;
- PF_i la puissance foisonnée de la poche i ;
- Q_i la variable de contrôle de la poche i ;
- A un coefficient de dimension caractéristique des variables retenues ;
- α l'élasticité du coût au nombre d'utilisateurs ;
- β l'élasticité du coût à la puissance foisonnée ;
- γ l'élasticité du coût à la variable de contrôle.

⁹⁹ La définition de la puissance foisonnée vise à reproduire schématiquement les décisions de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. En HTB et en HTA, où le réseau est généralement redondant, la CRE a retenu la puissance lors de la 2 500^{ème} heure la plus chargée de chaque poche. Le réseau de transport comporte des redondances lui permettant de supporter la perte d'un ou de plusieurs ouvrages, l'alimentation ne subissant alors que des délestages partiels. Ce n'est donc pas la puissance maximale qui induit des investissements, mais la puissance pendant les 2500 heures les plus chargées, durant lesquelles la consommation est en risque d'être délestée partiellement en cas de perte d'un ouvrage. La valeur déterminée pour la HTB a été retenue pour la HTA. En BT, le réseau n'étant généralement pas redondant, les poches BT sont conçues pour garantir l'alimentation en situation de réseau complet, compte tenu des aléas de consommation. La pointe dimensionnante est caractérisée par une durée plus courte. La CRE a retenu une durée de 500 heures pour ce domaine de tension.



Tableau 2 : Elasticités des coûts d'infrastructure au nombre d'utilisateurs et à la puissance foisonnée

	Elasticité du coût au nombre d'utilisateurs	Elasticité du coût à la puissance foisonnée
HTB	0,20	0,32
HTA	0,12	0,37
BT	0,13	0,39

Les résultats mettent en évidence des économies d'échelle caractéristiques des industries de réseaux, les coefficients apparaissant dans le tableau ci-dessus étant nettement inférieurs à un. Plus le réseau est développé, moins le développement supplémentaire de réseau est coûteux.

En comparaison à la méthode utilisée pour le TURPE 5, la fonction de coût retenue pour TURPE 6, permet de raffiner la sensibilité des coûts d'infrastructure à l'utilisation qui en est faite en prenant en compte le niveau de développement de chacune des poches de réseau.

3. Etapes 2 et 2 bis : Répercussion des coûts à chaque utilisateur

3.1. Calcul des coûts marginaux à la puissance foisonnée et au nombre d'utilisateurs

La CRE a rappelé, dans la délibération du TURPE 5, que le signal économique le plus efficace, selon la théorie économique, est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer les coûts de développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. La CRE n'avait pas retenu une telle tarification pour le TURPE 5, d'une part, car certaines données étaient alors manquantes, d'autre part, pour assurer la meilleure continuité avec le TURPE 4. La CRE avait retenu pour le TURPE 5 un coût incrémental moyen.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique d'octobre 2020, qu'elle envisageait, pour TURPE 6, de se rapprocher d'un principe de tarification fonction du coût marginal, sous réserve de la faisabilité d'une telle évolution.

Les acteurs se sont montrés globalement favorables à une tarification au coût marginal afin d'envoyer un signal économique plus efficace aux utilisateurs de réseau. Certains acteurs ont émis des réserves sur les conséquences d'une telle méthodologie, qui ne serait pas souhaitable si elle induisait de fortes augmentations de facture pour les ménages fragiles ou thermosensibles.

La poursuite des travaux menés par la CRE a confirmé qu'une tarification fondée sur des calculs de coûts marginaux est pertinente pour le TURPE 6 pour les raisons suivantes :

- l'évolution rapide à venir des usages des réseaux soulève des enjeux considérables d'investissements dans de nouvelles infrastructures, qui pourraient être plus ou moins bien maîtrisés en fonction de la façon dont les nouveaux appareils seront utilisés. Dans un contexte de forte croissance des investissements, la tarification au coût marginal demeure une des méthodes économétriques les plus robustes en la matière ;
- les données plus fines de réseau recueillies auprès des gestionnaires de réseaux permettent d'envisager une telle tarification ;
- les évolutions de facture pour les utilisateurs de réseau restent très limitées même pour les utilisateurs les plus thermosensibles. La nouvelle méthode incite chacun à adopter un meilleur comportement vis-à-vis du réseau sans pour autant fortement pénaliser les utilisateurs ne pouvant pas adapter leurs comportements.

L'étape suivante de la méthode consiste à déduire de la fonction de coûts les coûts marginaux par rapport au nombre d'utilisateurs et à la puissance foisonnée. Le coût marginal correspond au coût de l'utilisation d'une unité supplémentaire :

- le coût marginal au nombre d'utilisateurs est le coût induit par la demande d'un nouvel utilisateur, à puissance foisonnée donnée et à variables de contrôle fixées ;
- le coût marginal à la puissance foisonnée est le coût induit par une demande de puissance légèrement supérieure, à nombre d'utilisateurs fixé et à variables de contrôle fixées.

Ainsi, la fonction de coût permet d'isoler les deux effets principaux complémentaires l'un de l'autre.

3.2. Etape 2 : Répercussion du coût marginal au nombre d'utilisateurs

Le coût marginal au nombre d'utilisateurs peut être considéré comme un coût marginal de desserte : il correspond au coût généré par l'ajout d'un nouvel utilisateur dans une poche, pour une puissance foisonnée donnée au niveau du poste de transformation. Schématiquement, cela correspondrait à un nouvel utilisateur qui ne consommerait jamais pendant les périodes de pointe. En revanche, à l'échelle plus locale, il faudrait raccorder ce nouvel utilisateur pour pouvoir lui servir sa puissance souscrite et éventuellement renforcer le réseau proche de l'utilisateur, ce qui provoquerait des coûts d'infrastructure.

Une partie de ces coûts est réglée par les utilisateurs du réseau au moment du raccordement au travers de la facturation du raccordement. Une fois ces revenus déduits des dépenses des opérateurs, il reste une part significative des dépenses liée à un service de desserte, qui doit être reflétée dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal au nombre d'utilisateurs en €/utilisateur. Ce coût tient compte du fait que chaque consommateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

Il serait toutefois inefficace de facturer ce coût forfaitairement, les écarts importants entre les domaines de tension inciteraient les utilisateurs de réseau à fractionner les points de livraison pour se raccorder à des niveaux inférieurs sans que cela soit économiquement efficace. Ce coût n'étant pas lié à l'utilisation du réseau par cet utilisateur une fois raccordé, la CRE a choisi, à l'échelle de chaque poche, d'allouer la facture globale des coûts marginaux de desserte au prorata de la puissance souscrite.

3.3. Etape 2 bis : Répercussion du coût marginal à la puissance foisonnée

Le coût marginal à la puissance foisonnée correspond au coût généré par l'augmentation du soutirage d'électricité pendant les périodes de pointe, pour un nombre d'utilisateurs donné. Cette augmentation va induire à long terme un besoin d'investissements dans le réseau qui doit donc être répercuté sur les tarifs de réseau.

Plus précisément, on désigne par puissance foisonnée d'une poche la puissance soutirée du poste de transformation pendant la 2 500^e heure la plus chargée de l'année. Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal à la puissance foisonnée en €/kW. Comme pour la puissance non foisonnée, ce coût est un coût cascadié, c'est-à-dire tenant compte de la sollicitation des réseaux amont.

Ce coût marginal à la puissance foisonnée est ensuite réparti sur les heures de pointe des différentes plages temporelles.

Pour chaque utilisateur, ce coût est ensuite facturé de manière similaire à la méthode TURPE 5 en fonction de la présence de l'utilisateur pendant les périodes les plus chargées de l'année. Cette étape est celle du versionnage décrite ci-après. Elle se déroule en deux phases :

- Représentation du coût induit par un utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation

De manière similaire à TURPE 5, pour un domaine de tension et une plage temporelle donnés, on peut alors représenter le coût induit par les utilisateurs de ce niveau de tension en fonction de leur durée d'utilisation durant la plage temporelle considérée sous la forme d'un nuage de points. Ce nuage permet de déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent, en fonction notamment de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite.

Coûts HTB1 en €/kW en fonction du taux d'utilisation sur la plage d'heures pleines d'hiver

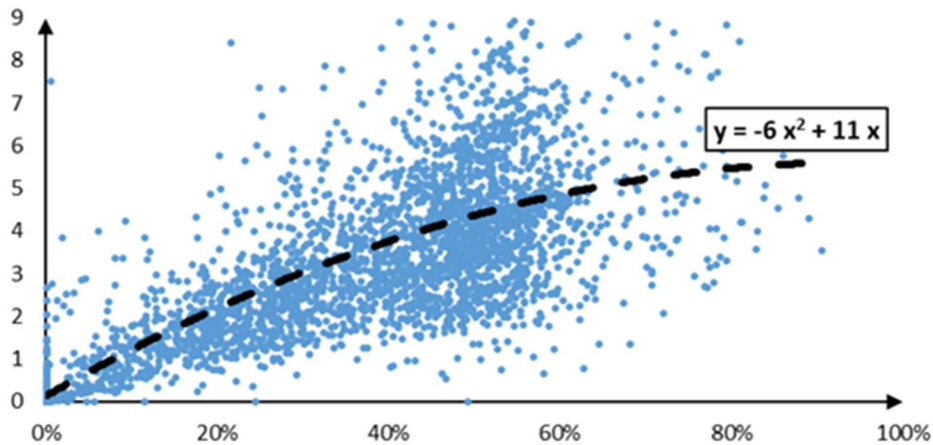


Figure 3 : Coûts d'infrastructure (€/kW puissance maximale) par utilisateur pour la plage heures pleines d'hiver en HTB 1 en fonction du taux d'utilisation de la puissance maximale

La CRE a utilisé, pour construire ces nuages de points, l'ensemble des courbes de charge des utilisateurs du domaine de tension HTB sur vingt années (données observées entre 2009 et 2018, ainsi que 10 simulations climatiques différentes de l'année 2025). La méthode permet ainsi d'intégrer une vision prospective de l'utilisation du réseau de transport, ce qui répond aux observations de certains acteurs sur la méthode TURPE 5.

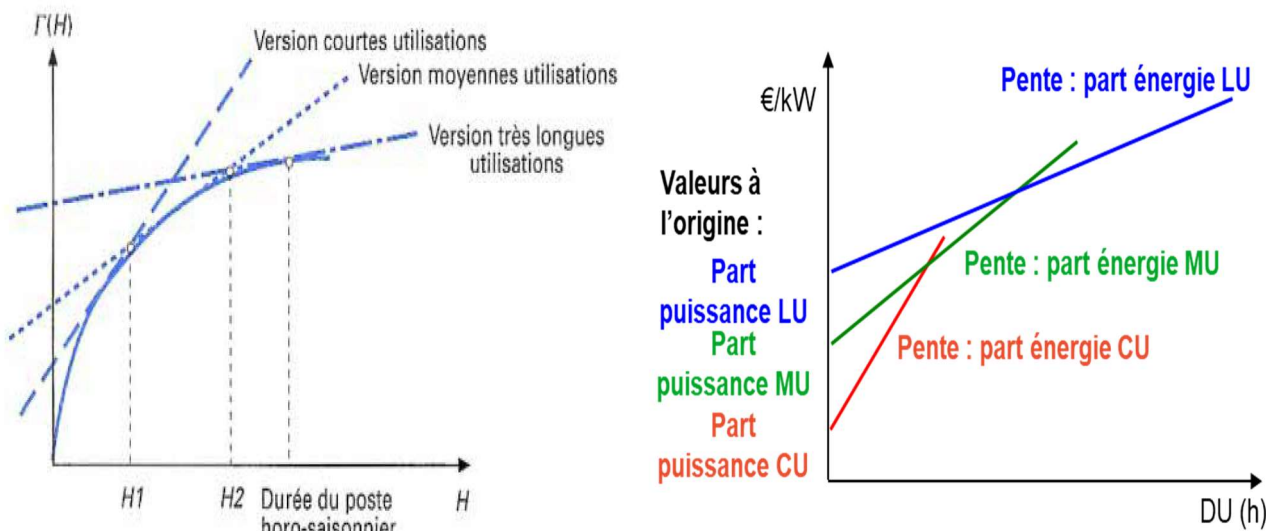
Les courbes de charge des postes sources ainsi que les données de consommation agrégées des utilisateurs raccordés en HTA, précisant pour chacun d'eux la répartition entre postes horosaisonniers de leur consommation durant la pointe foisonnée de leur poche, ont été utilisées pour procéder de façon similaire sur ce domaine de tension.

Concernant la basse tension (BT), la volumétrie des données équivalentes à celles utilisées sur les domaines de tension amont ne permet pas le recours à une méthode identique (environ 800 000 mailles BT délimitées par les postes de transformation HTA/BT, 36 millions de points de livraison). Des courbes de charge sont toutefois nécessaires pour allouer précisément les coûts d'infrastructure aux différents postes horosaisonniers. En l'absence d'un panel de mesures en courbes de charge horaires des flux au niveau des transformateurs HTA/BT, Enedis a réalisé à la demande de la CRE des simulations de courbes de charge à cette maille BT. Cette simulation fonctionne par agrégation de courbes de charge individuelles, dont le tirage aléatoire doit correspondre à la structure observée des utilisateurs au niveau d'un échantillon de mailles BT diversifiées, en aval d'un transformateur HTA/BT.

Ainsi, bien que les données d'entrée n'aient pas, pour des raisons pratiques, un format identique entre chaque domaine de tension, la même méthode est appliquée de la HTB à la BT.

- Estimation des coefficients tarifaires

Une fois ce nuage de point obtenu, on détermine la courbe décrivant le coût d'infrastructure de l'utilisation du réseau par les utilisateurs en fonction de leur durée d'utilisation. Cette courbe est concave, traduisant le fait que les utilisateurs de courte durée d'utilisation ont tendance à soutirer davantage en période de pointe. L'approximation des tangentes permet de déduire des coefficients tarifaires relatifs à la puissance souscrite et l'énergie soutirée.



Les tarifs ainsi obtenus permettent donc de garantir que chaque utilisateur est facturé au plus près des coûts qu'il génère, et d'assurer ainsi que le TURPE transmet un signal pertinent aux utilisateurs, les incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux à moyen terme.

4. Etape 3 : recalage et prise en compte des coûts annexes

Les coefficients sont ajustés proportionnellement de façon à recouvrir les charges à tarifier correspondant aux infrastructures actuelles, qui peuvent s'écarter du coût marginal de développement des infrastructures en raison des effets d'échelle, de l'inflation et de l'évolution technologique.

Deux catégories de coûts restent à prendre en compte pour obtenir les coefficients de la composante de soutirage :

- le coût des réserves ;
- le coût de compensation des pertes.

4.1. Coût des réserves

Dans le TURPE 5, les coûts des réserves, correspondant aux coûts de la constitution des réserves d'équilibrage (réglage de la fréquence, reconstitution des services système, réserves rapide et complémentaire, reconstitution des marges, interruptibilité) ainsi qu'aux coûts du réglage de la tension, ne sont pas explicitement affectés aux utilisateurs lors de l'élaboration de la structure tarifaire, mais pris en compte lors de la fixation du niveau tarifaire. Implicitement, ils sont donc répartis selon une logique identique aux coûts des infrastructures et de compensation des pertes, y compris la cascade des coûts des domaines de tension amont sur les domaines aval. La CRE a amélioré cette approche pour le TURPE 6, tant sur le plan de la transparence que de la répartition entre domaines de tension.

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;

- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Par ailleurs, certains phénomènes techniques, tels que ceux induits par des changements de programmation de la production et des échanges aux frontières se produisant typiquement aux heures rondes, peuvent engendrer des déséquilibres nécessitant l'activation des réserves sans qu'il soit possible d'identifier des utilisateurs responsables.

Les interconnexions du réseau de transport français permettent de diversifier ces aléas à l'échelle du continent européen, réduisant considérablement le coût de constitution des réserves d'exploitation par rapport à des systèmes électriques îlotés.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE estime qu'en l'état, il n'est pas possible d'attribuer les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau.

Dès lors, pour la construction du TURPE 6, la CRE répercute les coûts des réserves en fonction de l'énergie soutirée, quel que soit le domaine de tension. Le coût de constitution des réserves représente de l'ordre de 0,10 c€ par kWh de soutirage.

4.2. Coût de compensation des pertes

Les coûts de compensation des pertes sont actuellement répercutés aux soutirages selon le taux de pertes par domaine de tension et le profil de prix d'achat pour la compensation des pertes. La CRE conserve cette méthodologie pour le TURPE 6.

Les taux de pertes et les coûts unitaires de compensation des pertes retenus par niveau de tension sont les suivants :

Tableau 3 : Taux de pertes par domaines de tension

Domaine de tension	Taux de pertes, y compris les pertes des domaines amont
HTB3	1,5 %
HTB2	2,0 %
HTB1	2,7 %
HTA	3,7 %
BT	10,1 %

Tableau 4 : Coût unitaire de compensation des pertes par domaines de tension

c€/kWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
HTB3	0,11	0,10	0,07	0,08	0,05
HTB2	0,15	0,13	0,09	0,11	0,07
HTB1	0,20	0,18	0,12	0,15	0,09
HTA	0,28	0,24	0,16	0,20	0,12
BT	0,75	0,64	0,43	0,54	0,32

ANNEXE 12 – IMPACT DE L'EVOLUTION DU COEFFICIENT PONDERATEUR DE LA COMPOSANTE MENSUELLE DES DEPASSEMENTS DE PUISSANCE SOUSCRITE (CMDPS) EN HTA SUR L'OPTIMISATION DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES EVOLUTIONS DE FACTURE

La tarification des dépassements de puissance a pour objectif d'inciter les acteurs à souscrire le niveau de puissance correspondant à leur utilisation et ainsi, qu'ils contribuent à leur juste part à la couverture des coûts de réseaux qu'ils génèrent. Les consommateurs peuvent optimiser le niveau de leur puissance souscrite en minimisant la somme des montants liés à leur part fixe et aux pénalités de dépassement.

La transmission à la CRE, par certains acteurs, de leur courbe de charge dans le cadre de leur réponse à la consultation publique du 8 octobre 2020 a permis de mettre en lumière une appropriation insuffisante des acteurs, des possibilités offertes par cette tarification. Pourtant, pour les sites avec les durées d'utilisation les plus courtes, cette optimisation de la puissance souscrite est essentielle pour optimiser leur facture de TURPE.

La présente annexe permet d'illustrer, sur 4 sites avec des durées d'utilisation inférieures à 1000 h, l'impact de la baisse du coefficient de CMDPS sur l'optimisation de la puissance souscrite et de la facture de TURPE.

Tableau 76 : Caractéristiques des sites

CdC	Plage hor-saisonniere	Site 1	Site 2	Site 3	Site 4
P max (KW)		5 998	1 262	1 306	1 318
E (kWh)	PTE	42 083	14 370	66 272	55 021
E (kWh)	HPH	369 083	86 437	277 960	272 448
E (kWh)	HCH	149 450	37 806	135 944	140 197
E (kWh)	HPE	839 944	163 323	332 838	400 472
E (kWh)	HCE	396 816	80 645	157 299	200 796
DU (h)		300	303	743	811

Pour chacun des sites présentés ci-dessus, ont été calculées les factures liées au soutirage (composante de soutirage + pénalité de dépassement)¹⁰⁰ avec coefficient pondérateur de la CMDPS à 0,11 (niveau TURPE 5) et coefficient pondérateur de la CMDPS à 0,04 (valeur retenue pour TURPE 6). Pour chaque facture, la puissance souscrite a été optimisée en minimisant le couple part fixe et pénalité de dépassement.

Résultats

Les résultats montrent que l'évolution du coefficient pondérateur de la CMDPS de 0,11 à 0,04 permet des optimisations de puissance souscrite supérieures à :

- 50% pour les sites avec des durées d'utilisation autour de 300h ;
- 40% pour le site avec une durée d'utilisation de 700h ;
- 10% pour le site avec une durée d'utilisation de plus de 800h.

Cette optimisation de la puissance permet de réduire la facture liée au soutirage de près :

- de 23% pour les sites avec des durées d'utilisation autour de 300h ;

¹⁰⁰ Les factures ont été calculées à partir des grilles de la composante de soutirage, selon la nouvelle méthodologie TURPE 6 mais hors marche tarifaire, ce paramètre n'influant pas sur l'optimisation de la puissance souscrite.

- de 13% pour le site avec une durée d'utilisation de 700h ;
- de 3% pour le site avec une durée d'utilisation de plus de 800h.

Tableau 77 : Optimisation de la puissance souscrite et évolution de facture

	Site 1	Site 2	Site 3	Site 4
PS (KW) optimisée en T6 avec CMDPS 0,11	5 298	897	895	1 127
PS (kW) optimisé en T6 avec CMDPS 0,04	2 126	450	515	979
Optimisation PS %	-60%	-50%	-42%	-13%
Réduction de la facture après optimisation %	-22%	-23%	-13%	-3%

Tableau 78 : Détails des factures de TURPE

Postes TURPE	Site 1	Site 2	Site 3	Site 4
Facture TURPE 6 avec CMDPS à 0,11 (€)	93 008	19 085	31 872	32 199
<i>Dont Part fixe (€)</i>	<i>60 351</i>	<i>10 218</i>	<i>10 194</i>	<i>12 835</i>
<i>Dont Dépassements (€)</i>	<i>7 179</i>	<i>2 901</i>	<i>2 978</i>	<i>811</i>
<i>Dont Part énergie (€)</i>	<i>25 478</i>	<i>5 966</i>	<i>18 699</i>	<i>18 553</i>
Facture TURPE 6 avec CMDPS à 0,04	72 764	14 746	27 796	31 123
<i>Dont Part fixe (€)</i>	<i>24 217</i>	<i>5 127</i>	<i>5 866</i>	<i>11 151</i>
<i>Dont Dépassements (€)</i>	<i>23 069</i>	<i>3 653</i>	<i>3 231</i>	<i>1 419</i>
<i>Dont Part énergie (€)</i>	<i>25 478</i>	<i>5 966</i>	<i>18 699</i>	<i>18 553</i>

ANNEXE 13 – CALCUL DE LA TRAJECTOIRE DES CHARGES RELATIVES AUX REDEVANCES DE CONCESSION (ANNEXE CONFIDENTIELLE)

Cette annexe est confidentielle.