



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

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)

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. Ces sujets sont particulièrement importants en période de transition écologique, 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 d'émergence de nouvelles flexibilités telles que le stockage.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, dit TURPE 5 bis HTA-BT, 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). Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, dit TURPE 6 HTA-BT, doit entrer en vigueur le 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 d'ores et déjà organisé quatre consultations publiques, dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6 HTA-BT :

- 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, visait à recueillir l'avis des acteurs 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 ;

¹ Délibération 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, avait pour principal objectif de recueillir l'avis des acteurs sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues.

Toutes les réponses ont été publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la CRE a publié une consultation publique, en date du 9 juillet 2020⁶, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à mises en œuvre dès le TURPE 6 HTA-BT, mais éventuellement ultérieurement.

La présente consultation publique expose la demande tarifaire d'Enedis et décrit les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période du TURPE 6 HTA-BT. Elle vise également à présenter, sur la base des analyses effectuées et des consultations publiques précédentes, les orientations envisagées par la CRE concernant les propositions présentées dans les précédentes consultations publiques susmentionnées, s'agissant du cadre de régulation et de la structure tarifaire.

La CRE souhaite, dans le cadre de la présente consultation publique, recueillir l'avis des acteurs de marché, en vue de l'adoption, au début de l'année 2021, de la délibération portant décision sur le TURPE 6 HTA-BT. Chacun peut donc noter l'importance de ces consultations publiques. Il appartient à la CRE de fixer le TURPE. Elle ne saurait le faire de manière isolée : elle le fait avec les acteurs du système énergétique.

Il s'agit de la dernière consultation publique avant l'adoption du projet de décision tarifaire de la CRE qui sera soumise à l'avis du Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE).

Pour formuler les propositions figurant dans la présente consultation publique, 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 CRE⁷.

La présente consultation est ouverte jusqu'au 16 novembre 2020.

Principaux enjeux du TURPE 6 HTA-BT

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 le réseau de distribution d'électricité. Il s'agit là d'un changement très profond dans le rôle même d'Enedis.

La maîtrise des investissements

Dans ce cadre, Enedis a annoncé une forte hausse de ses investissements et prévoit ainsi de réaliser 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 de réaliser les investissements nécessaires tout en optimisant leur coût.

La qualité d'alimentation et la qualité de service

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. Pour le présent TURPE, l'enjeu principal consistera à fiabiliser la mesure du temps de coupure en intégrant les données Linky.

La qualité de service est un enjeu essentiel pour Enedis, du fait de son rôle majeur dans le fonctionnement du marché de l'électricité de masse. En particulier, les délais de raccordement se sont dégradés ces dernières années et doivent faire l'objet d'un effort massif de rattrapage.

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° 2020-011 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>).

⁷ Lettre de la ministre (<https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>)

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 notre pays supporte de moins en moins les infrastructures qui emportent une aggravation de l'empreinte environnementale du système électrique.

L'enjeu pour Enedis sera de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées) pour maintenir la qualité d'alimentation, tout en limitant au strict nécessaire les renforcements de réseau.

Transformation et modernisation

Enedis doit se transformer, se moderniser et innover encore pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en Europe et dans le monde. En particulier, Enedis doit exploiter au mieux le potentiel du système de comptage évolué dont le déploiement sera achevé fin 2021, ainsi que le potentiel de flexibilité apporté par le développement des solutions de stockage, autonomes ou dans le cadre la mobilité électrique.

Le tarif est là pour accompagner l'opérateur dans cette transformation, en en tenant 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 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. La régulation incitative d'Enedis sera renforcée à cette fin.

Le niveau et la structure du tarif

Enedis demande 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 conduirait à une hausse des charges de capital autorisées 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. Ainsi, dans un contexte de hausse des investissements d'Enedis, et donc des charges de capital, la rémunération d'Enedis doit également prendre en compte la baisse des taux sur les marchés et l'évolution de l'impôt sur les sociétés.

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 envisagée par la CRE, conduisant à généraliser à l'issue du tarif TURPE6 les tarifs dits à quatre index, améliore ces signaux.

Niveau tarifaire

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 de demande tarifaire et de sa mise à jour adressés à la CRE par Enedis conduirait à une hausse moyenne annuelle du tarif de + 3,7 % par an sur toute la période tarifaire (incluant une hypothèse d'évolution moyenne de + 1,6 % d'inflation par an). Cette hausse du TURPE induirait une hausse moyenne annuelle des tarifs d'électricité de près de + 1,2 % par an.

Charges à couvrir

La demande d'Enedis est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse nette de + 17,3 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis + 2,2 % par an en moyenne entre 2021 et 2024 : cette hausse est la conséquence de la croissance des investissements d'Enedis cumulée à une demande de forte augmentation de la marge sur actif (2,9 % contre 2,5 % actuellement) ;
- les charges d'exploitation hors système électrique, en hausse de + 4,1 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis contenues en cours de période à - 0,5 % par an en moyenne entre 2021 et 2024 ;
- les charges liées au système électrique (principalement péage RTE et rachat des pertes), en hausse de + 4 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis stables en cours de période.

En considérant l'évolution du TURPE HTB⁸, la demande tarifaire d'Enedis mènerait ainsi à une évolution moyenne annuelle du TURPE 6 HTA-BT de + 4,2 % par an sur tout la période tarifaire, soit une évolution moyenne annuelle des tarifs d'électricité de + 1,4% par an.

La CRE a procédé à une première analyse de la demande d'Enedis et s'est également appuyée sur des études de consultants externes, dont les conclusions sont publiées en même temps que la présente consultation publique. Ces études portent sur les sujets suivants :

- 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 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

A ce stade, la CRE envisage :

- d'analyser avec attention la hausse des charges nettes d'exploitation et des investissements « hors réseaux » demandée par Enedis. Afin de donner un cadre à la consultation publique, la CRE a choisi de présenter les ajustements résultants de l'audit du consultant externe associés aux ajustements envisagés par la CRE comme une borne basse et la demande d'Enedis comme une borne haute ;
- de limiter la hausse des charges de capital, en :
 - retenant des paramètres de rémunération inférieurs à la demande d'Enedis, tenant compte de la baisse des taux constatés sur les marchés financiers et de la baisse prévue de l'impôt sur les sociétés : la marge sur actif, qui est à 2,5 % dans le TURPE en vigueur, serait ainsi comprise dans une fourchette de 2,4 % à 2,5 % avant impôts et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés dans une fourchette entre 2,1 % et 2,5 %. Toute rémunération supplémentaire serait amenée à peser sur les tarifs d'électricité ;
 - en n'accédant pas à la demande d'Enedis de rémunérer les immobilisations en cours à cycle court et en procédant à différentes corrections de la demande d'Enedis relative à la prise en compte des conséquences de l'intégration au domaine concédé des colonnes montantes jusqu'à présent hors concession en application de la loi ELAN⁹.

Quantités distribuées et 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 calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Entre la période 2017-2019 et la période 2021-2024, Enedis prévoit, dans son scénario de référence :

- 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, résultant d'effets se compensant (hausse du nombre de sites et développement du véhicule électrique, compensés par une diminution de la consommation liée aux actions de maîtrise de la demande en énergie et au développement de l'autoconsommation) ;
- 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 % pour les clients BT > 36 kVA, + 0,9 % pour les clients BT ≤ 36 kVA).

Enfin, Enedis prévoit une baisse régulière des soutirages depuis le réseau de transport (-2,4 TWh par an en moyenne sur la période), résultant de la stabilité de la consommation et de l'augmentation de la production décentralisée (+4,8 TWh par an en moyenne sur la période 2021-2024) et des refoulements vers le réseau de transport. Cet effet volume joue à la baisse sur le niveau du péage RTE sur la période 2021-2024.

Ce scénario de référence ne prend toutefois pas en compte les impacts que la crise liée au COVID-19 pourrait avoir au-delà de 2020.

⁸ La demande d'Enedis repose sur une hypothèse d'évolution du TURPE 6 HTB à l'inflation. Or il ressort des analyses de la demande tarifaire de RTE menées par la CRE, exposées dans la consultation publique relative au TURPE 6 HTB publiée en même temps que la présente consultation, que la hausse du TURPE 6 HTB pourrait être elle-même comprise entre, en borne haute, autour de + 5,1 % en moyenne par an et, en borne basse, autour de + 1,5 % en moyenne par an.

⁹ Loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

La CRE a procédé à une analyse préliminaire de ces prévisions. Elle note que, conformément à sa demande, Enedis et RTE se sont coordonnés pour proposer une vision conjointe des flux d'énergie entre le réseau de transport et les réseaux de distribution.

Elle considère, à ce stade, que les trajectoires présentées par Enedis sont cohérentes avec les évolutions prévisibles du système électrique et la CRE approuve donc ces prévisions, sous réserve d'ajustements éventuels liés à la crise du COVID-19. Les analyses se poursuivent pour évaluer au mieux les impacts de cette crise sur la période 2021-2024 et seront finalisées pour la décision tarifaire à venir.

Evolution du niveau tarifaire

Les analyses de la CRE portant conjointement sur les demandes tarifaires d'Enedis et de RTE pourraient ainsi mener à une évolution moyenne annuelle sur toute la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT s'établissant entre, en borne haute, autour de + 2,5 % par an et, en borne basse, autour de + 1,5 % par an¹⁰. La hausse moyenne annuelle des tarifs d'électricité en résultant serait alors comprise entre + 0,8 % et + 0,5 % par an.

Cadre de régulation tarifaire

La CRE envisage de reconduire pour le TURPE 6 HTA-BT les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur : 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 compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les acteurs de marché s'y sont montrés favorables dans leurs réponses à la consultation publique du 14 février 2019.

La CRE envisage de maintenir le dispositif de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ainsi que la régulation incitative spécifique aux investissements « hors réseaux ». La CRE envisage toutefois de faire évoluer le périmètre des postes de charges inscrits au CRCP : les redevances de concession, les contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations démolies feraient ainsi l'objet d'une incitation à la maîtrise des coûts.

La CRE envisage également de maintenir le principe du mécanisme actuel de régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes, mais prévoit d'en faire évoluer les paramètres, notamment pour intégrer la baisse des pertes non techniques permise par le déploiement des compteurs évolués.

La CRE envisage enfin de renforcer le dispositif de suivi et de régulation incitative de la qualité de service, notamment en ce qui concerne les délais de raccordement. La CRE envisage par ailleurs d'introduire 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 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.

Les évolutions envisagées par la CRE, en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseaux, visent à améliorer la méthodologie d'élaboration de la composante de soutirage de façon à véhiculer des signaux-prix reflétant, dans le respect du principe de péréquation tarifaire, les coûts que génère, pour la collectivité, l'utilisation des réseaux. Il importe en effet d'assurer, tout particulièrement, que la forme des grilles tarifaires soit robuste et adaptée à l'évolution des usages associée au contexte actuel de double transition, énergétique et numérique. En ce sens, 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 permettront de mieux refléter la concentration des coûts induits par les usages en période hivernale ainsi que le coût de la desserte.

Les acteurs de marché se sont montrés globalement favorables aux propositions d'évolution de la structure des tarifs de distribution d'électricité dans leurs réponses aux consultations publiques du 23 mai 2019 et du 19 mars 2020.

¹⁰ incluant une hypothèse d'évolution moyenne de + 1,6 % d'inflation par an

La CRE présente dans la présente consultation ses orientations finales, tenant compte des consultations publiques précédentes. Ces évolutions ne changent pas les principes généraux proposés précédemment, mais améliorent le paramétrage technique de la méthodologie de façon, notamment, à mieux refléter les coûts générés par les utilisateurs ayant une courte utilisation. En particulier, la CRE envisage de faire évoluer le calcul des dépassements de puissance souscrite afin de le rendre plus cohérent avec la structure actuelle. Cette évolution aura en outre pour effet de modérer la hausse importante des factures, signalée par les acteurs, pour les utilisateurs les plus courts, en particulier pour les installations de stockage. Enfin, la CRE présente dans cette consultation publique un retour d'expérience sur le TURPE et l'autoconsommation, s'agissant notamment des participants à des opérations d'autoconsommation collective. Sur la base de ce retour d'expérience, la CRE propose de faire évoluer le dispositif en vigueur, en conservant ses principes généraux, qui viennent d'être confirmés par une décision du Conseil d'Etat en date du 28 septembre 2020¹¹.

Cette dernière consultation publique sur l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT est importante : c'est un TURPE de la transition écologique qu'il convient de mettre en place, alors même que plus que jamais il convient de faire attention à l'évolution des prix de l'énergie.

Paris, le 8 octobre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 novembre 2020, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

¹¹ CE, 28 septembre 2020, Association Enerplan-Syndicat des professionnels de l'énergie solaire, n° 425378

SOMMAIRE

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).....	1
1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	10
1.1	COMPETENCES DE LA CRE..... 10
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION..... 10
1.3	ORIENTATIONS DE POLITIQUE ÉNERGETIQUE..... 10
1.4	ENJEUX POUR LA PÉRIODE DU TURPE 6 HTA-BT..... 11
1.4.1	Principaux enjeux identifiés par Enedis..... 11
1.4.2	Principaux enjeux identifiés par la CRE..... 11
2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE	13
2.1	GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES..... 13
2.1.1	Détermination du revenu autorisé..... 13
2.1.2	Rémunération des actifs et couverture des investissements..... 15
2.2	CALENDRIER TARIFAIRE..... 16
2.2.1	Durée de la période tarifaire..... 16
2.2.2	Evolution annuelle des termes tarifaires..... 16
2.3	RÉGULATION INCITATIVE À LA MAÎTRISE DES COÛTS..... 17
2.3.1	Régulation incitative des charges d'exploitation..... 17
2.3.2	Régulation incitative des investissements..... 24
2.4	RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE ET DE LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION..... 29
2.4.1	Qualité de service..... 29
2.4.2	Continuité d'alimentation..... 39
2.5	RÉGULATION INCITATIVE DE L'INNOVATION..... 42
2.5.1	Régulation de la R&D..... 43
2.5.2	Projets de réseaux électriques intelligents..... 44
2.5.3	Qualité de la transmission des données..... 45
2.5.4	Favoriser l'innovation à l'externe..... 45
3. NIVEAU TARIFAIRE.....	47
3.1	DEMANDE TARIFAIRE D'ENEDIS ET PRINCIPAUX ENJEUX QUE L'OPÉRATEUR Y ASSOCIE..... 47
3.2	CHARGES D'EXPLOITATION..... 47
3.2.1	Bilan de la période du TURPE 5 HTA-BT..... 47
3.2.2	Demande d'Enedis et analyses préliminaires de la CRE..... 48
3.3	PARAMÈTRES DE RÉMUNÉRATION..... 59
3.3.1	Demande d'Enedis..... 59
3.3.2	Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE..... 59
3.3.3	Fourchette de taux de rémunération envisagée par la CRE..... 59
3.4	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES..... 60
3.4.1	Trajectoire des dépenses d'investissement..... 60
3.4.2	Trajectoire des charges de capital..... 62
3.4.3	Analyse préliminaire de la CRE..... 62
3.5	CRCP AU 1ER JANVIER 2021..... 67

3.6	REVENU AUTORISE.....	68
3.6.1	Demande d'Enedis.....	68
3.6.2	Analyse préliminaire de la CRE	68
3.7	HYPOTHESES DE VOLUMES ACHEMINES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS	69
3.7.1	Evolutions constatées sur la période couverte par le TURPE 5	69
3.7.2	Evolutions prévues par Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT	70
3.7.3	Analyse préliminaire de la CRE	71
3.8	ÉVOLUTION DU NIVEAU TARIFAIRE.....	71
3.8.1	Évolution moyenne de la grille tarifaire (hors R _f)	71
3.8.2	Evolution du paramètre R _f	72
4.	STRUCTURE TARIFAIRE	72
4.1	CONTEXTE ET ENJEUX.....	73
4.1.1	Un système électrique en transformation	73
4.1.2	Les enjeux de la tarification des réseaux	76
4.1.3	Une juste répartition puissance/énergie.....	78
4.1.4	Des évolutions de factures maîtrisées	78
4.2	TRANSPARENCE	79
4.3	STRUCTURE TARIFAIRE ACTUELLE	79
4.3.1	Typologie des coûts de réseaux et composantes tarifaires associées.....	79
4.3.2	Forme des grilles.....	80
4.4	EVOLUTIONS DE STRUCTURE ENVISAGEES POUR LE TURPE 6 HTA-BT.....	81
4.4.1	Scénario illustratif	81
4.4.2	Composante de gestion.....	81
4.4.3	Composante de comptage	82
4.4.4	Composante de soutirage	82
4.4.5	Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite.....	88
4.4.6	Composante de regroupement en distribution	89
4.4.7	Facturation de l'énergie réactive	89
4.5	GENERALISATION DE L'OPTION A 4 PLAGES TEMPORELLES EN BT ≤ 36 KVA	90
4.5.1	Calendrier et modalités envisagées de généralisation.....	90
4.5.2	Traitement des utilisateurs non équipés de compteurs évolués.....	91
4.6	EVOLUTIONS DE FACTURES MODELISEES	91
4.6.1	HTA.....	91
4.6.2	BT > 36 kVA.....	92
4.6.3	BT ≤ 36 kVA.....	93
4.7	TARIFICATION DE L'AUTOCONSOMMATION	97
4.7.1	Composantes de gestion spécifiques.....	97
4.7.2	Composante de soutirage pour l'autoconsommation collective.....	98
4.7.3	Evolution du périmètre des opérations d'autoconsommation collective	100
5.	LISTE DES QUESTIONS	101
	ANNEXE 1 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	104
	ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE D'ALIMENTATION	114
	ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE LA TRANSMISSION DES DONNEES	118
	ANNEXE 4 – DETAILS DES AJUSTEMENTS CONCERNANTS L'INVENTAIRE DES COLONNES MONTANTES	120

ANNEXE 5 – GRILLES TARIFAIRES TURPE 6 HTA-BT : COMPOSANTE DE GESTION (HORS EVOLUTION DES PARAMETRES R_F ET C_{CARD})	121
ANNEXE 6 – GRILLES TARIFAIRES TURPE 6 HTA-BT : COMPOSANTE DE COMPTAGE	122
ANNEXE 7 – METHODE ENVISAGEE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6	123
1. PRINCIPE GENERAL D'ALLOCATION DES COUTS	123
2. ETAPE 1 : ETUDE ECONOMETRIQUE DES COUTS D'INFRASTRUCTURE	124
2.1 UTILISATION DE DONNEES DE RESEAU PLUS FINES : LES POCHEs DE RESEAU	124
2.2 VARIABLES EXPLIQUANT LES COUTS D'INFRASTRUCTURE	125
2.3 FONCTION DE COUT	126
3. ETAPES 2 ET 2 BIS : REPERCUSSION DES COUTS A CHAQUE UTILISATEUR	127
3.1 CALCUL DES COUTS MARGINAUX A LA PUISSANCE FOISONNEE ET AU NOMBRE D'UTILISATEURS	127
3.2 ETAPE 2 : REPERCUSSION DU COUT MARGINAL D'UN UTILISATEUR SUPPLEMENTAIRE	127
3.3 ETAPE 2 BIS : REPERCUSSION DU COUT MARGINAL A LA PUISSANCE FOISONNEE.....	128
4. ETAPE 3 : PRISE EN COMPTE DES COUTS ANNEXES	129
4.1 COUT DES RESERVES	130
4.2 COUT DES PERTES	130
ANNEXE 8 – GRILLES TARIFAIRES HORS EVOLUTION EN NIVEAU	132
ANNEXE 9 – GRILLES TARIFAIRES DE REFERENCE BT \leq 36 KVA	136
ANNEXE 10 – GRILLES TARIFAIRES OPTIONNELLES A DESTINATION DES PARTICIPANTS A DES OPERATIONS D'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE	139

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et 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 code de l'énergie prévoit 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 ».

Par ailleurs, 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 ». En outre, cet article dispose également que la CRE « prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative ».

Enfin, 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 ».

1.2 Objet de la consultation

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le TURPE 6 HTA-BT, applicable à compter du 1^{er} août 2021, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

La présente consultation publique est la dernière avant le projet de décision tarifaire TURPE 6 HTA-BT que la CRE envisage de prendre fin 2020 pour transmission au Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE). Elle présente :

- les premières orientations de la CRE sur le niveau du tarif ainsi que sur la demande d'Enedis ;
- les conclusions préliminaires de la CRE concernant la structure et la forme des grilles tarifaires, le cadre de régulation tarifaire et la qualité de service et d'alimentation, à la suite des précédentes consultations sur ces sujets.

1.3 Orientations de politique énergétique

Dans la présente consultation publique, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique qui lui ont été transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire par courrier reçu en date du 19 juin 2020 et publié sur le site de la CRE. 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 sur la facture des consommateurs ;
- 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.

1.4 Enjeux pour la période du TURPE 6 HTA-BT

1.4.1 Principaux enjeux identifiés par Enedis

Enedis identifie plusieurs enjeux majeurs justifiant le contenu de sa demande tarifaire :

- le contexte de transition énergétique, dont les ambitions ont été renforcées par la PPE et pourraient bientôt l'être par le *Green Deal* européen et qui mèneront notamment à doubler le rythme de raccordement des énergies renouvelables et à raccorder davantage d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) ;
- la transformation numérique du réseau et les enjeux de protection des données associés ;
- la fin du déploiement de Linky, qui permettra de maximiser les services aux clients, aux collectivités territoriales et aux acteurs de marché, tout en améliorant le pilotage du réseau de distribution ;
- les attentes croissantes des parties prenantes du système électrique en matière de délais, de qualité, de services et de coûts ;
- la nécessaire résilience du réseau face à la hausse des événements climatiques extrêmes plus fréquents ainsi qu'aux enjeux de cybersécurité ;
- un contexte social et sociétal marqué par une attention constante au prix de l'énergie, et, dans le même temps par le souhait de consommer « davantage local », de favoriser les circuits courts, d'autoproduire et de protéger l'environnement.

1.4.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE

La CRE a identifié six enjeux principaux pour la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT :

La transition énergétique

La prochaine période tarifaire (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération 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 le réseau de distribution d'électricité.

La maîtrise des investissements

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

La CRE sera attentive à ce qu'Enedis ait les moyens de répondre à ces nouveaux besoins. L'enjeu pour Enedis sera toutefois de réaliser ces investissements tout en optimisant leur coût 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. Pour le présent TURPE, l'enjeu principal consistera à fiabiliser la mesure du temps de coupure en intégrant les données Linky.

La qualité de service est un enjeu essentiel pour Enedis, du fait de son rôle majeur dans le fonctionnement du marché de l'électricité de masse. En particulier, les délais de raccordement se sont dégradés ces dernières années et doivent 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 notre pays supporte de moins en moins une aggravation de notre empreinte environnementale.

L'enjeu pour Enedis sera de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique) pour maintenir la qualité d'alimentation, tout en limitant 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. En particulier, Enedis doit exploiter au mieux le potentiel du système de comptage évolué, dont le déploiement sera achevé fin 2021, et restituer aux consommateurs les gains associés en matière de coûts et de qualité de service.

Le tarif accompagne l'opérateur dans cette transformation, en tenant 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. La régulation incitative d'Enedis sera renforcée à ces fins.

Le niveau et la structure du tarif

Enedis demande 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 conduirait à une hausse des charges de capital autorisées 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. La CRE veillera à ce que le calcul des charges de capital d'Enedis reflète la baisse des taux sur les marchés et l'évolution de l'impôt sur les sociétés.

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 envisagée par la CRE, conduisant à généraliser à l'issue du TURPE 6 les tarifs dits à quatre index, améliore ces signaux.

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

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté le bilan du cadre de régulation des 10 dernières années, et a consulté les acteurs de marché sur les principes de régulation applicables aux infrastructures régulées qu'elle envisageait pour la prochaine génération des tarifs de réseau.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé le bilan positif des mécanismes de régulation mis en œuvre par la CRE, concourant, d'une part, à la maîtrise des dépenses des opérateurs et, d'autre part, à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs. A ce titre, ils sont favorables à la proposition de la CRE de reconduire les grands principes de la régulation incitative pour les prochains tarifs d'infrastructures.

Les acteurs se sont également prononcés sur les différentes mesures envisagées par la CRE pour compléter le cadre de régulation pour la prochaine période tarifaire. Les paragraphes suivants présentent les principales réactions aux mécanismes envisagés, ainsi que les orientations envisagées par la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT.

Le cadre de régulation du TURPE 6 HTA-BT serait ainsi fondé sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} août 2021, avec une évolution au 1^{er} août de chaque année de la grille tarifaire selon les règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation de l'opérateur et, d'autre part, sur les dépenses d'investissement, avec une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, notamment en matière de raccordement, de relation clients/fournisseurs et de traitement des réclamations, et une stabilisation des objectifs de continuité d'alimentation ;
- un renforcement des incitations d'Enedis à l'innovation, en interne comme en faveur de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre les charges et produits prévisionnels pris en compte pour établir le TURPE 6 HTA-BT et les charges et produits réels.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du TURPE 6 HTA-BT entre 2021 et 2024. Il incite Enedis à améliorer son efficacité tout en le protégeant des principaux risques exogènes, liés notamment à l'inflation et aux quantités d'électricité distribuées influencées par les conditions climatiques et l'activité économique.

2.1 Grands principes tarifaires

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Dans sa délibération qui portera décision sur le TURPE 6, prévue début 2021, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis sur la période 2021-2024, sur la base du dossier tarifaire transmis par Enedis et de ses propres analyses. Selon la loi, le revenu autorisé doit couvrir les coûts d'un opérateur dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges de capital, des charges nettes d'exploitation 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 compte de régularisation ces charges et des produits de la période tarifaire passée ;

- *CRL* : montants inscrits au compte régulé de lissage défini par le cadre de régulation du projet de comptage évolué d'Enedis¹².

La CRE envisage de ne pas modifier le mode de détermination 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 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).

Le niveau des charges d'exploitation retenu correspond à l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité d'Enedis dans la mesure où, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseaux efficace.

2.1.1.2 Charges de capital normatives

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

- 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 déterminés conformément à la délibération de la CRE du 17 juillet 2014, relative au projet Linky¹³ ;
- les CCN hors Linky : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après.

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.

Ainsi, la délibération TURPE 5 bis HTA-BT du 28 juin 2018¹⁴ détermine les CCN hors Linky couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux comme 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);

La CRE envisage de reconduire la méthode utilisée dans le tarif TURPE 5bis HTA-BT pour le calcul des charges de capital.

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

¹² 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

¹³ 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

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Modalités de rémunération des immobilisations en cours (IEC)

Dans le TURPE 5 bis 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) ne sont pas rémunérées.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE s'est interrogée sur la pertinence d'introduire, comme c'est le cas en transport, une rémunération des IEC des distributeurs, notamment au cas par cas pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an). Les acteurs se sont montrés globalement favorables à cette mesure.

Enedis considère que l'ensemble des IEC devraient être rémunérées au CMPC et que cette rémunération ne devrait pas être réservée aux seuls investissements à cycle long.

Si une telle rémunération est introduite, la CRE envisage de retenir une rémunération au coût de la dette (comme c'est le cas actuellement pour les IEC des transporteurs) pour les seules IEC relatives à des investissements à cycle long (maturité supérieure à 1 an). La CRE a demandé à Enedis d'identifier le volume d'investissements qui pourraient être concernés par ce mécanisme, à date non fournie. Pour rappel, dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRD6, GRDF ayant indiqué n'identifier aucun projet (hors Gazpar) pouvant entrer dans un tel mécanisme, la CRE a jugé qu'il n'y avait pas lieu d'introduire ce type de rémunération.

Question 3 : Pour la distribution d'électricité, êtes-vous favorable à la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours pour les seuls investissements à cycle long ?

2.1.2.2 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.1.2.2.1 Traitement des coûts échoués

Dans le TURPE 5 bis HTA-BT, la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies est couverte à hauteur de 100% par le tarif via le CRCP.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans le tarif ATRT. Celle-ci est notamment fondée sur une incitation des coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et un examen au cas par cas des autres types de coûts échoués.

La majorité des fournisseurs et industriels se sont prononcés en faveur des principes de couvertures 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 le maintien d'une couverture complète 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 dont la durée de retour est faible 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 de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléa climatique.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE envisage, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- la couverture des autres coûts échoués serait 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 le tarif, seraient pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

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

2.1.2.2.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un gestionnaire de réseau, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix 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 revente, de générer une plus-value, parfois importante.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE envisage, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, de faire bénéficier les consommateurs, au moins en partie, des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils en ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération au CMPC des actifs de la BAR).

Plus spécifiquement, la CRE envisage, comme pour les tarifs gaziers, de traiter le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains de la façon suivante :

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

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

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Durée de la période tarifaire

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans environ. Dans sa consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE a indiqué envisager de maintenir cette durée pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées. La CRE considère notamment que cette durée 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 productivité.

Une large majorité des contributeurs à la consultation publique s'est prononcée en faveur de cette proposition, partageant les arguments mis en avant par la CRE. En outre, la CRE a décidé, dans ce contexte, de maintenir la durée des périodes tarifaires pour les tarifs ATRT7 et ATRD6 à quatre ans environ.

La CRE envisage donc de maintenir son orientation concernant la durée de la période tarifaire pour le TURPE 6 HTA-BT.

Plusieurs acteurs ont, par ailleurs, souligné la nécessité de mécanismes dans le cadre de régulation permettant de prendre en compte les conséquences de changements significatifs intervenant en cours de période tarifaire.

La CRE envisage de reconduire dans le TURPE 6 HTA-BT la clause de rendez-vous en vigueur relative aux charges d'exploitation : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient être examinées, à mi période tarifaire, si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT se trouvait modifié d'au moins 1 %. Par ailleurs, compte-tenu du fort niveau d'incertitude relatif à l'environnement économique actuel, la CRE envisage d'étendre cette clause de rendez-vous aux modalités 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 Evolution annuelle des termes tarifaires

2.2.2.1 Fonctionnement 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 produits (CRCP), permet 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. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce plafond, 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 retenu pour la période tarifaire concernée s'applique au solde du CRCP. En outre, le solde du CRCP en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

La CRE envisage de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

2.2.2.2 Formule d'évolution des grilles tarifaires

La CRE envisage de maintenir une évolution annuelle du tarif, le 1^{er} août de chaque année, selon les principes suivants :

- a) les termes tarifaires d'Enedis s'ajustent automatiquement le 1^{er} août de chaque année N par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 juillet de l'année N du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- 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 le projet de loi de finances de l'année N ;
 - X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans sa délibération tarifaire. Il intègre l'objectif annuel d'efficacité qu'elle aura fixé à l'opérateur ;
 - k est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre + 2 % et - 2 % ;
- b) en outre, la CRE pourra, lors des évolutions annuelles du TURPE 6 HTA-BT, décider après consultation publique de faire évoluer la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation d'Enedis.

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

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 hors charges liées au système électrique

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 une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice d'Enedis.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il est indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considèrent que le mécanisme actuellement en vigueur permet d'inciter efficacement les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges d'exploitation. Certains acteurs considèrent que l'effort de productivité doit cependant rester raisonnable. Seul un acteur est défavorable à la reconduction de la régulation incitative des charges nettes d'exploitation. Les incitations sont, selon lui, toujours faites sur des critères financiers au détriment du critère social et des effectifs.

La CRE envisage de reconduire le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs. La CRE tiendra compte du niveau de productivité atteint par Enedis pendant la période du TURPE 5 HTA-BT pour définir les trajectoires tarifaires pour le TURPE 6 HTA-BT.

2.3.1.2 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.

Comme indiqué au 2.2.2.1 de la présente consultation, 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 présenté les principes qu'elle envisage de retenir pour les prochains tarifs d'infrastructures régulées concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits. Ainsi, la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP devrait notamment être 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.

Par ailleurs, la CRE considère que le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans le TURPE 5 bis HTA-BT, la quasi-totalité des recettes (en bleu ci-dessous, environ 97 %) et près des deux tiers des charges (en violet, ci-dessous environ 65 %) sont couvertes au CRCP. En effet, les recettes évoluent en fonction de facteurs, et notamment des conditions climatiques, non maîtrisables par l'opérateur.

L'ensemble des charges de capital sont couvertes au niveau du réalisé, *via* le CRCP, à l'exception des charges de capital « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte au CRCP.

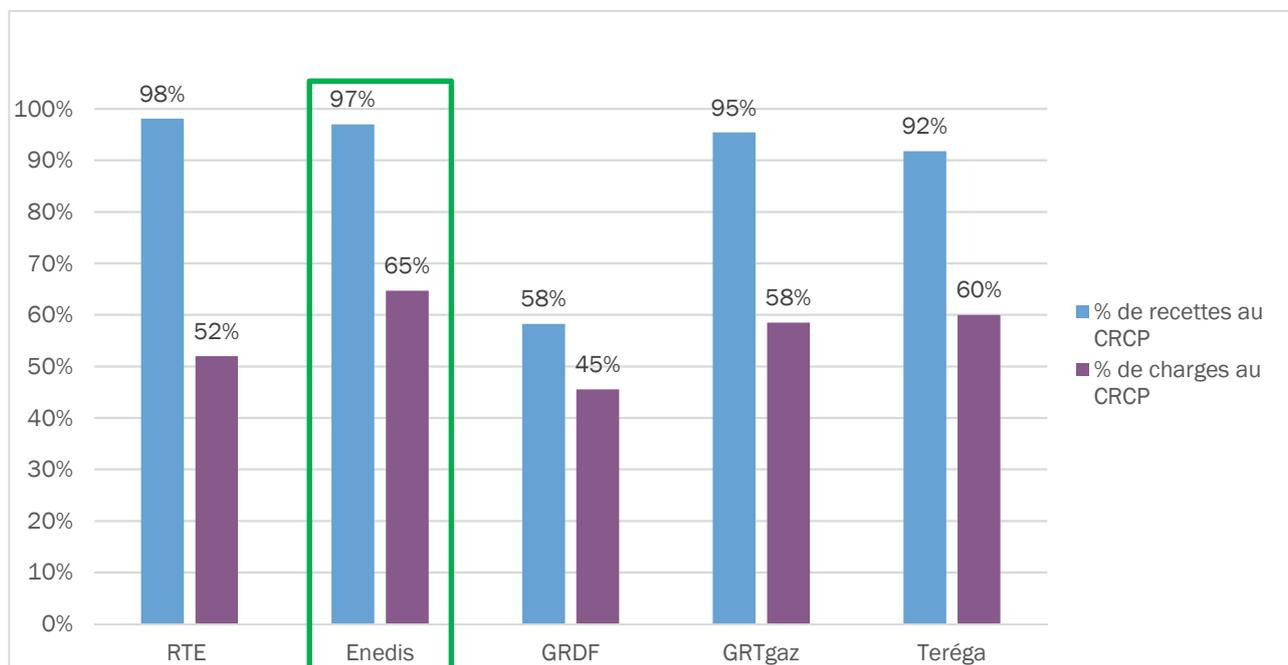


Figure 1. Part des charges et des recettes couvertes au CRCP pour chaque opérateur¹⁵ (période du TURPE 5 : 2017-2020)

La CRE envisage pour la période du TURPE 6 HTA-BT de maintenir les modalités de couverture au CRCP en vigueur pour les postes suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :

¹⁵ Les pourcentages affichés prennent compte des taux de prise en compte partielle au CRCP des postes partiellement couverts.

- 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 » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte, prises en compte à 100 % ;
- 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 relatives aux pertes, prises en compte à 80 % ;
- les charges relatives aux impayés correspondants au TURPE, prises en compte à 100 % ;
- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique selon les modalités introduites par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017 (commissionnement), prises en compte à 100 % ;
- les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. section 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 :
 - 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 2014¹⁶ et du 23 janvier 2020¹⁷ ;
 - de la qualité de service et de la continuité d'alimentation (cf. paragraphe 2.4), pour tous les indicateurs concernés¹⁸.

La CRE propose par ailleurs d'étendre le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. paragraphe 2.1.2.2), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire qu'Enedis conserve 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 éventuelles pénalités générées par les mécanismes de régulation incitative sur la qualité de transmission des données et l'innovation à l'externe (cf. paragraphes 2.5.3 et 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 3.2.2.3.4.

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

- les charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) : la CRE envisage que ces charges ne soient plus couvertes au CRCP, étant désormais plus prévisibles. Les arrêtés publiés en juin et octobre 2019 ont soldé les contentieux liés aux dotations et contributions au FPE calculées par la

¹⁶ 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

¹⁷ 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

¹⁸ 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

méthode forfaitaire pour les années 2012 à 2019, et la CRE a mené le premier exercice d'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ayant choisi que leurs dotations ou contributions au FPE soient calculées de manière non forfaitaire ;

- les charges relatives aux redevances de concession : la CRE envisage que ces charges ne soient plus couvertes au CRCP. Enedis aura renouvelé la grande majorité de ses contrats de concession au début de la période du TURPE 6 HTA-BT et aura donc de la visibilité sur les redevances à verser aux collectivités ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 (cf. paragraphe 2.1.2.2.1).

Enfin, la CRE envisage de ne pas de retenir les demandes suivantes formulées par Enedis :

- intégration au CRCP d'une part significative des charges liées au système d'information d'Enedis : la CRE est défavorable à cette prise en compte qui affaiblirait la régulation incitative des charges « hors réseaux » mise en place dans le TURPE 5 HTA-BT. Le volume d'investissement et de charges d'exploitation liés au SI est en forte augmentation, qu'il s'agisse des dépenses réalisées sur la période du TURPE 5 HTA-BT ou de la demande d'Enedis pour la période tarifaire à venir ; il est important qu'Enedis soit incité à prioriser ses programmes SI afin que les impacts tarifaires associés soient maîtrisés, La CRE a accepté dans le TURPE 5 HTA-BT qu'une partie des projets SI d'ampleur soient exclus du nouveau dispositif de régulation incitative des charges « hors réseaux » dans le contexte particulier du déploiement de Linky et de la refonte associée de la chaîne client C5 (marché de masse). La demande analogue d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT ne semble plus justifiée, d'autant plus qu'elle concerne une part significativement plus élevée des charges liées au SI que dans le TURPE 5 HTA-BT ;
- intégration au CRCP des charges relatives à la contribution d'Enedis au fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) : le niveau historique de charges réalisées est particulièrement stable et donc prévisible en l'état actuel de la réglementation. De plus, la CRE considère qu'Enedis doit être incité à s'assurer qu'une évolution de la réglementation n'entraîne pas de surcoût pesant de façon non justifiée sur les consommateurs finals ;
- prise en compte au CRCP de la totalité des dépenses liées au aux contreparties versées par Enedis aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique : cette demande est contraire au cadre tarifaire introduit par la délibération de la CRE du 26 octobre 2017¹⁹ et repris par la délibération TURPE 5 bis HTA-BT, qui définit les modalités de prise en compte de ces charges, y compris celles résultant des contreparties relatives à des périodes passées ;
- intégration au CRCP des charges relatives aux impayés dus à une défaillance d'un fournisseur : le modèle commun de contrat GRD-F prévoit l'obtention par Enedis d'une garantie bancaire de la part des fournisseurs, visant précisément à couvrir Enedis de ce risque.

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

2.3.1.3 Régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes

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 et de pertes non techniques. Ces pertes non techniques 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 hors péage RTE, soit 20% des charges d'exploitation annuelles hors péage RTE. La couverture des pertes d'Enedis constitue donc un enjeu financier important du fait de son poids significatif dans les charges de l'opérateur.

¹⁹ Délibération de la CRE du 26 octobre 2017 n° 2017-239 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

2.3.1.3.1 Rappel du dispositif de régulation incitative des pertes en vigueur

Le cadre de régulation incitative des pertes a fait l'objet de plusieurs changements. Historiquement, le coût des pertes est inclus au périmètre du CRCP, car il peut varier significativement en fonction de facteurs sur lesquels Enedis n'a pas d'influence : d'une part, les volumes peuvent fluctuer en fonction des conditions climatiques, de la croissance de la consommation et du déploiement de la production décentralisée, et d'autre part, les prix sur les marchés de gros peuvent évoluer. Depuis le TURPE 3 cependant, la CRE a introduit différents mécanismes d'incitation sur le coût des pertes, qui ont évolué dans la durée.

Pour le TURPE 5 HTA-BT, le mécanisme introduit vise à inciter Enedis à maîtriser le coût d'achat de ses pertes au travers d'une incitation 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 exogènes puissent influencer sur le volume et le prix d'achat des pertes, la CRE considère qu'Enedis dispose de différentes marges de manœuvre 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.

La régulation introduite dans le TURPE 5 HTA-BT repose sur les principes suivants :

- la détermination *ex post* d'un volume de référence et d'un coût moyen d'achat de référence, permettant de calculer un prix d'achat des pertes de référence ;
- une incitation à hauteur de 20% de la différence, constatée chaque année *ex post*, entre ce coût de référence des pertes, et le coût de la couverture des pertes réalisé par Enedis, dans la limite d'un plafond fixé à +/- 40 M€ par an.

Pour ce qui est du volume de référence, celui-ci n'est pas calculé comme un taux de pertes, comme c'est le cas pour RTE, mais par l'application d'un polynôme de pertes et en prenant en compte une trajectoire de diminution en lien avec le déploiement de Linky.

Le prix de référence des pertes, lui, est déterminé à partir du prix de marché constaté pour un panier de produits de référence. Ce panier comporte des produits à terme et spot, base et pointe. Il prend en compte la possibilité qu'a Enedis d'arbitrer entre achat sur le marché à terme et achat de produits ARENH. Le calcul du coût de référence figure dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire. Cette approche permet de couvrir l'opérateur contre le risque d'évolution des prix de marché et de ne l'inciter que sur la performance de sa stratégie d'achat.

En parallèle, la fiabilité de l'estimation des pertes d'Enedis est suivie, dans le cadre de la régulation de la qualité de service, à travers deux indicateurs non incités financièrement (cf. paragraphe 2.4.1) :

- le volume d'Energie Non Affectée (ENA), c'est-à-dire la différence entre les pertes modélisées par Enedis et les volumes finalement comptabilisés ;
- le pourcentage d'écarts en Recoflux sur le périmètre d'équilibre d'Enedis, c'est-à-dire la capacité d'Enedis à prévoir et à acheter des volumes d'électricité correspondant à ses pertes.

2.3.1.3.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTA BT

En raison du processus de réconciliation des flux, appelé « Recoflux », le volume et le montant des pertes pour une année N ne sont connus qu'au mois d'avril N+3. Le mécanisme de régulation s'applique de manière *ex post* pour une année donnée et l'incitation n'est connue définitivement qu'en avril N+3. Un premier calcul d'incitation est néanmoins calculé en avril N+2 à titre temporaire. Par conséquent, le bilan du dispositif de régulation incitative sur la période du TURPE 5 HTA-BT porte à ce jour uniquement sur les années 2017 et 2018 (à titre temporaire pour cette dernière).

Incitation sur le volume des pertes

Contrairement aux autres opérateurs, et notamment à RTE, le volume de référence d'Enedis n'est pas calculé comme un taux de pertes, mais comme un volume, obtenu par l'application d'un polynôme et prenant en compte une trajectoire de diminution en lien avec le déploiement de Linky.

Pour les années 2017 et 2018, le volume réel de pertes est significativement supérieur au volume de référence pris en compte dans le cadre de régulation :

Tableau 1. Ecart entre le volume de pertes de référence et le volume réalisé en 2017 et 2018

	2017	2018 ²⁰

²⁰ Pour l'année 2018, le volume des pertes ne sera définitivement connu qu'à la fin du processus Recotemp, soit octobre 2020. Le volume indiqué est prévisionnel

Volume de référence	23,04 TWh	22,24 TWh
Volume des pertes réalisées	24,45 TWh	24,71 TWh
Ecart (<i>Volume réalisé - volume de référence</i>)	+ 1,41 TWh	+ 2,47 TWh

Enedis a ainsi supporté une pénalité cumulée de 33,8 M€ sur 2017-2018.

Ces différences importantes entre le volume de référence défini par la CRE et le volume réalisé des pertes d'Enedis peuvent s'expliquer comme suit :

- le « polynôme des pertes » retenu par la CRE a été calibré par régression sur les chroniques de pertes pour lesquelles le niveau des pertes était historiquement bas, prenant ainsi insuffisamment en compte les évolutions des usages des réseaux ayant un impact sur le volume de pertes et les corrections des données qui ont été ultérieurement effectuées sur ces années ;
- la trajectoire des gains liés à Linky qui a été prise en compte correspond à la trajectoire annoncée dans le *Business Plan Linky* de 2014 (BP Linky 2014). Cette trajectoire a été réévaluée par Enedis à la suite des observations réalisées sur la période du TURPE 5 HTA-BT. Sans remettre en cause la cible de -3TWh de réduction sur les pertes non techniques permise par le déploiement du compteur Linky, son atteinte est désormais considérée par Enedis pour mi-2024 contre mi-2021 dans le BP Linky 2014 (cf. paragraphe 2.3.1.3.3).

Incitation sur le prix moyen d'achat des pertes

Le prix moyen d'achat de référence défini par le TURPE 5 HTA-BT vise à refléter le prix moyen des achats d'énergie d'un gestionnaire de réseaux suivant une stratégie de couverture progressive du risque prix, c'est-à-dire en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total de pertes annuel.

Pour l'année 2017, la régulation sur les prix n'a pas été appliquée, afin de prendre en compte le fait que la majorité des achats d'énergie avaient déjà été réalisés avant la publication de la délibération TURPE 5, et le prix unitaire de référence pris en compte correspond au coût unitaire moyen réellement payé par Enedis. La première application de la régulation sur les prix concerne donc l'année 2018 et conduit à un prix de référence de 43,63 €/MWh contre un coût unitaire, estimé à date, pour Enedis de 43,72 €/MWh.

La CRE considère que ce résultat est une première confirmation de la pertinence de la stratégie de référence mise en place, d'autant plus qu'elle a permis des évolutions concernant l'optimisation des achats dans la stratégie d'Enedis. Quelques limites ont cependant été identifiées sur le modèle d'achat défini pour le TURPE 5, concernant principalement la stratégie d'achat de la capacité.

La CRE envisage ainsi de faire évoluer le modèle afin de tenir compte des limites identifiées.

2.3.1.3.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTA BT

La CRE considère que ce dispositif permet effectivement d'inciter Enedis à la maîtrise des volumes de pertes et à l'optimisation de sa stratégie d'achat. En conséquence, la CRE envisage de maintenir le dispositif dans TURPE 6 tout en le faisant évoluer à la marge, selon les modalités présentées ci-après.

Le taux d'incitation des pertes, fixé à 20 %, ainsi que le plafonnement du montant de l'incitation à 40 M€ ne sont pas mentionnés par la suite car il est envisagé de conserver ces paramètres sur la période du TURPE 6.

Régulation incitative sur le volume des pertes

Comme rappelé précédemment, le volume de référence pris en compte pour la régulation incitative de la période TURPE 5, n'est pas calculé comme un taux de pertes, comme c'est le cas pour RTE, mais par l'application d'un polynôme de pertes. L'application de l'incitation sur le volume des pertes pour les années 2017 et 2018 tout comme les projections pour l'année 2019 montrent que ce polynôme de référence n'est pas en adéquation avec les trajectoires de pertes réalisées. Compte tenu de ce constat et du fait que la période TURPE 6 correspond à la période de concrétisation des gains associés à Linky sur les pertes, la CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul du volume de référence, en fixant deux volumes de référence, un pour les pertes non techniques (environ

45% des pertes totales) et un pour les pertes techniques (environ 55% des pertes totales). La somme des deux volumes ainsi obtenus permettrait de définir le volume de référence global pour les pertes d'Enedis.

Afin notamment d'être en mesure d'identifier et de suivre spécifiquement les gains associés à Linky, le dispositif envisagé par la CRE à ce stade serait le suivant :

- mise en place d'un taux de référence pour les pertes non techniques (PNT) : ce taux de référence, appliqué à la consommation brute sur le réseau d'Enedis, permettra, chaque année, de définir le volume de référence pour les PNT.

La CRE envisage de retenir les valeurs suivantes pour ce taux de référence, calculées à partir des trajectoires de PNT fournies par Enedis et pour lesquelles la CRE s'est assurée que les trajectoires de gains liés à Linky avaient bien été prises en compte.

Tableau 2. Historique des taux de référence de PNT et évolutions envisagées

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PNT en TWh	12,2	11,9	11,6	11,3	10,9	10,3	9,8	9,4
Taux de pertes	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%

Ces trajectoires permettent bien d'atteindre à terme la cible initiale d'une baisse de 3 TWh des PNT, telle que prévue dans le BP Linky 2014. Néanmoins, comme il l'a été rappelé précédemment, l'atteinte de cette cible est plus tardive que prévue initialement (Enedis estime être en mesure d'atteindre ce volume de gains en 2025, contre 2022 initialement). En effet, la diminution effective des PNT nécessite, selon Enedis, le déploiement de l'ensemble des outils de pilotage du réseau, certaines applications étant encore en phase d'expérimentation, ainsi qu'une période d'observation à partir du moment où les compteurs sont installés pour détecter les éventuelles PNT. La CRE considère que la trajectoire de réduction prévue par Enedis est pertinente et propose de la retenir dans sa trajectoire de taux de référence sur la période TURPE 6.

- pour le volume de référence sur les pertes techniques, la CRE propose de conserver une formule de type polynomiale qui correspondrait au modèle actuel d'Enedis pour les pertes techniques. Ce modèle ne serait pas modifié durant la période TURPE 6. Le choix d'utiliser une formule polynomiale pour les pertes techniques s'explique par le fait que les pertes techniques d'Enedis sont très thermosensibles. Cette thermosensibilité se traduit par une relation quadratique entre le volume de pertes techniques et les injections totales, que l'utilisation d'un taux de référence ne permet pas de correctement prendre en compte.

Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes

Le principe du dispositif envisagé par la CRE, à ce stade, restera identique à celui établi pour la période du TURPE 5 HTA-BT (et HTB), 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, la CRE envisage de faire évoluer les modalités d'achat des garanties de capacité dans la stratégie de référence afin de tenir compte des enchères réelles, en prix et en fréquence, et non plus de leur modélisation.

Par ailleurs, 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) sont intégrés dans le modèle du TURPE 5 au travers d'une majoration s'appliquant au prix de référence calculé par le modèle. La CRE envisage de réévaluer cette majoration pour la période du TURPE 6 afin de tenir compte de l'évolution de ces risques.

La méthodologie de calcul du prix de référence fera l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération tarifaire, de la même manière que ce qui a été fait pour le TURPE 5 HTA-BT.

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

2.3.2 Régulation incitative des investissements

La CRE a maintenu pour le TURPE 5 HTA-BT le principe général de couverture à 100 % à travers le CRCP des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées. La CRE a en revanche renforcé l'incitation à l'efficacité des dépenses d'investissements d'Enedis, en mettant en œuvre deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux et, d'autre part, sur certains investissements « hors réseaux ».

2.3.2.1 Coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Le TURPE 5 HTA-BT prévoit un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux 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 du réseau.

Sur la période du TURPE 5 HTA-BT, ce mécanisme porte sur 61 % des investissements de réseaux d'Enedis. Les investissements d'Enedis concernés par ce mécanisme sont constitués :

- des ouvrages de réseau HTA souterrain ;
- des ouvrages de réseau BT aérien et souterrain ;
- des branchements consommateurs et producteurs inférieurs à 36 kVA.

L'ensemble de ces ouvrages représentaient un total de 1 341 Md€ en 2017, sur un total de 3 767 Md€ toutes catégories d'investissements confondus.

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 et (ii) d'un objectif de productivité.

Pour chaque année de la période du TURPE 5 HTA-BT, la CRE évalue la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, 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 un malus, 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€.

Au sein de chacune des 20 catégories d'ouvrages ciblés, le coût de chaque investissement est modélisé 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 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.

Bilan du dispositif :

Sur les 2 exercices pour lesquels la CRE dispose de données (2017 et 2018 provisoires), Enedis a battu au global la trajectoire de référence sur le périmètre des investissements incités, de 3,4 % en 2017 et 7,1 % en 2018, soit une surperformance moyenne globale de 5,2 %.

Les graphiques ci-dessous présentent, pour chacune des catégories d'investissements, pour les années 2017 et 2018, l'écart en pourcentage entre le coût unitaire réalisé et le coût de référence

Pour les branchements consommateurs et producteurs inférieurs à 36 kVA :

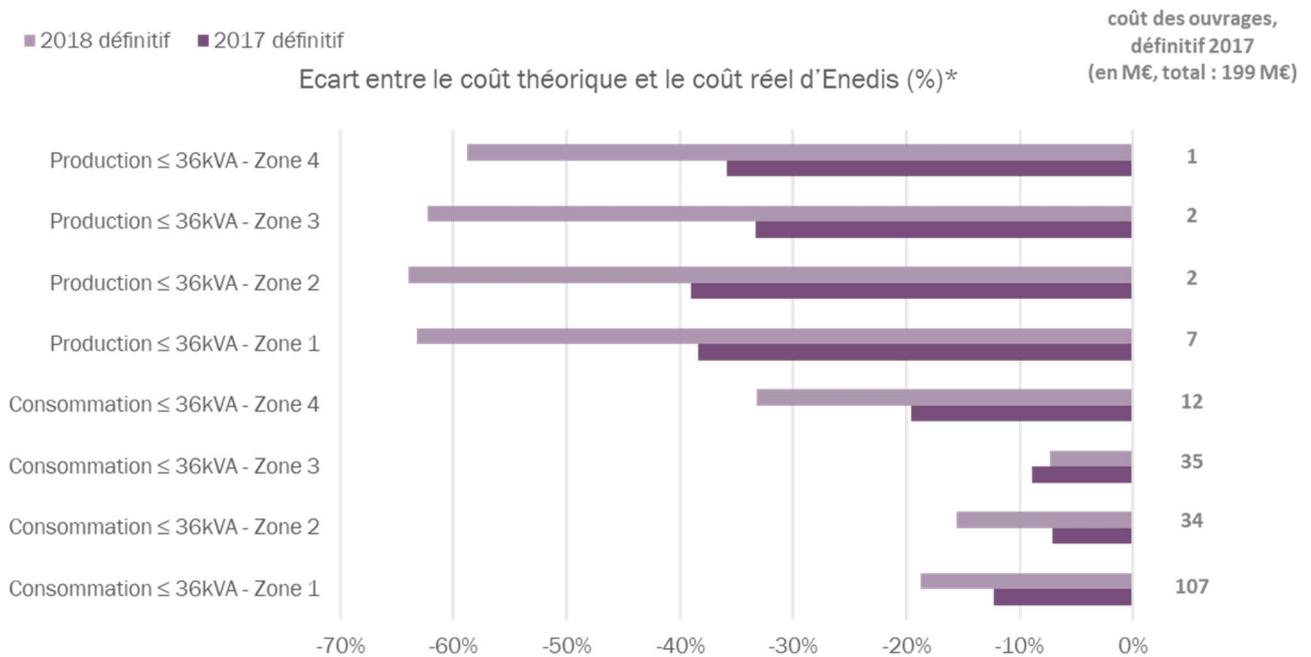


Figure 2. Ecart entre le coût modélisé et le coût réalisé des différentes catégories d'ouvrages de raccordements soumises au dispositif de régulation incitative des coûts unitaires (mises en service en 2017 et en 2018)

Pour les ouvrages de réseau HTA et BT :

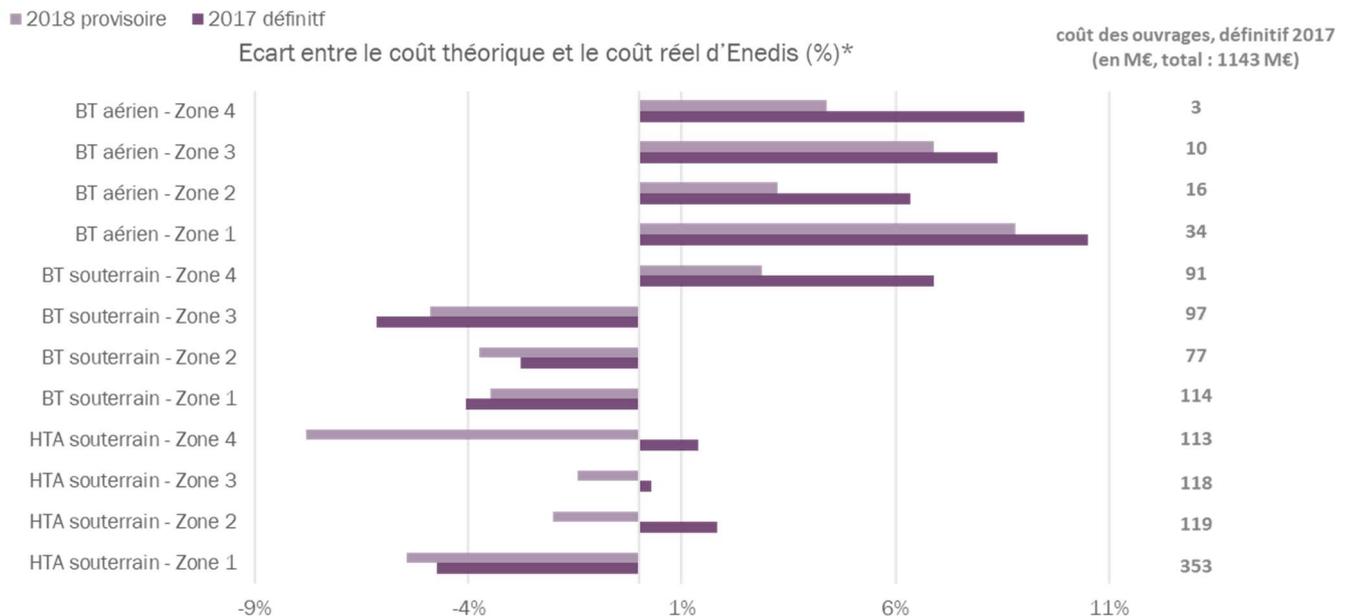


Figure 3. Ecart entre le coût modélisé et le coût réalisé des différentes catégories de canalisations soumises au dispositif de régulation incitative des coûts unitaires (mises en service en 2017 et en 2018)

* Un écart négatif signifie que les coûts réels engagés par Enedis sont inférieurs aux coûts de référence



Enedis a conservé 20 % de l'écart entre la valeur réalisée et la valeur de référence, soit un bonus estimatif cumulé de 28,6 M€ pour les exercices 2017 et 2018 (respectivement 9,3 M€ et 12,3 M€) :

- 2017 : 8 catégories génèrent du malus et 12 du bonus ;
- 2018 : 5 catégories génèrent du malus et 15 du bonus ;

Le consommateur final bénéficiera, au travers de CCN moindres sur la durée de vie des actifs, d'un gain de l'ordre de 140 M€₂₀₁₉ par rapport à la trajectoire de référence.

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE considère qu'au regard du retour d'expérience tiré de la période du TURPE 5 HTA-BT, il est pertinent de reconduire ce mécanisme. Afin que les utilisateurs du réseau bénéficient des performances atteintes pendant le TURPE 5 HTA-BT, le niveau de référence pour chacune des 20 catégories identifiées serait ainsi recalé sur la base du réalisé d'Enedis sur la période 2017-2019. Une attention particulière devra être portée aux branchements producteurs, pour lesquels la bonne performance d'Enedis s'explique par le développement, dans le cadre de l'autoconsommation, d'opérations peu coûteuses d'adaptation sur compteurs existants, qui viennent modifier durablement la structure de coûts de cette catégorie. La CRE travaille avec Enedis à identifier la meilleure manière de prendre en compte ce phénomène dans le mécanisme de régulation incitative (à travers le paramétrage des coûts de la catégorie existante ou par la création d'une catégorie de coûts unitaires ad hoc). En outre la CRE envisage d'apporter les évolutions suivantes :

- sur le périmètre incité : élargir le périmètre d'incitation aux postes de transformation HTA/BT, afin d'augmenter le volume d'investissements de réseaux incités. Les postes de transformation HTA/BT représentent près de 8% des investissements de réseaux d'Enedis, dont la moitié correspondent à des créations. 96% de ces créations sont des postes de transformation dits « préfabriqués » ayant un nombre de mises en service significatif (7 000 créations par an), ainsi qu'une stabilité du coût moyen. La CRE envisage donc d'intégrer ces créations de postes préfabriqués dans le périmètre de la régulation incitative. 65% des investissements de réseaux seraient alors couverts par le dispositif de coûts unitaires contre 61% actuellement. La CRE est par ailleurs favorable à ce qu'Enedis affine et étende son suivi des investissements associés aux renouvellements de postes de transformation HTA-BT afin de permettre leur incitation complète à compter de la période TURPE 7 ;
- sur les paramètres d'indexation annuelle du modèle de calcul des coûts de référence : étudier une simplification des facteurs d'évolutions spécifiques (amiante, règlements de voirie,...).

En outre, Enedis a demandé la prise en compte, dans l'indexation annuelle, de l'augmentation de prix constatée lors des renouvellements de marchés, considérant que le panier d'indices utilisé pour la période TURPE 5 n'est pas représentatif de la situation actuelle de tension sur le marché, particulièrement en Ile-de-France. A ce stade, la CRE estime qu'une telle demande supprimerait l'incitation d'Enedis à bien négocier ses contrats avec les fournisseurs et prestataires. Par ailleurs, l'augmentation de ces prix sera prise en compte à travers le paramétrage des futurs coûts unitaires sur la base du réalisé de la période TURPE 5. Ainsi, la CRE envisage de conserver le panier d'indices utilisé sur la période TURPE 5.

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

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

2.3.2.2.1 Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Le TURPE 5 HTA-BT a introduit 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 les systèmes d'information (SI).

Ce mécanisme incite Enedis à optimiser globalement l'ensemble de ses charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront alors 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.

L'objectif est que, pour ces trois postes où les arbitrages comptables entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation pour Enedis soit la même.

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, constitutives de l'assiette dite « hors socle » ont donc été prises en compte intégralement via le CRCP.

2.3.2.2.2 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTA-BT

Sur la période 2017-2019, pour lesquelles la CRE dispose de données réalisées, la CRE constate qu'Enedis a dépensé :

- plus que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives, pour la catégorie SI ;
- moins que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives pour les catégories Immobilier et Véhicules.

Au global, les trajectoires réalisées sur les trois postes montrent que les enveloppes sont globalement maîtrisées. On observe un gain pour Enedis de 93 M€ sur la période. En l'absence de mécanisme incitatif, le gain d'Enedis aurait été légèrement supérieur, car fondé sur les seules charges nettes d'exploitation, soit 97 M€ (les charges de capital normatives étant auparavant à 100 % couvertes par le CRCP).

Tableau 3. Bilan des charges soumises au mécanisme de régulation incitative des charges « hors réseaux » sur la période 2017-2019

En M€ courants	2017	2018	2019	Total	Ecart (réal. - prév.)
Systèmes d'information (CCN+CNE)					
CCN prévisionnelles	115	105	106	326	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	407	418	420	1245	
TOTAL prévisionnel	522	523	526	1571	
CCN réalisées	118	121	116	355	+29
CNE réalisées	392	434	450	1276	+31
TOTAL réalisé	510	555	566	1631	+60
Immobilier					
CCN prévisionnelles	56	59	61	176	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	424	420	418	1262	
TOTAL prévisionnel	480	479	479	1438	
CCN réalisées	53	57	57	167	-9
CNE réalisées ²¹	410	400	343	1153	-109
TOTAL réalisé	463	457	400	1320	-118
Véhicules					
CCN prévisionnelles	38	38	41	117	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	51	55	56	162	
TOTAL prévisionnel	89	93	97	279	
CCN réalisées	37	32	32	101	-16
CNE réalisées	43	50	50	143	-19
TOTAL réalisé	80	82	82	244	-35
TOTAL					
Ecart global sur les CCN					+ 4
Ecart global sur les CNE					- 97
Ecart total					- 93

Au-delà de la maîtrise des charges globales sur les trois postes ciblés, ce mécanisme avait également pour objectif de permettre à Enedis de choisir de manière indifférente entre des dépenses comptabilisées en charges nettes d'exploitation et des dépenses comptabilisées en charges de capital normatives. Ce premier retour d'expérience ne permet pas de mesurer l'efficacité de ce mécanisme sur ce plan puisqu'on n'observe pas de poste sur lequel Enedis aurait dépensé de façon significative plus de charges nettes d'exploitation et moins de charges de capital normatives. Par ailleurs, il n'est pas possible de savoir ce qu'aurait été la trajectoire de dépenses d'Enedis en l'absence de ce dispositif.

En revanche, le fait qu'Enedis ait été incité sur ses charges de capital permet de répartir des performances observées pendant le TURPE 5 pour fixer les trajectoires du TURPE 6.

2.3.2.2.3 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTA-BT

La CRE, dans sa consultation publique du 14 février 2019, envisageait de reconduire les grands principes de ce mécanisme. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition.

S'agissant du périmètre des investissements SI à inclure dans le mécanisme, la plupart des investissements considérés comme « hors socle » dans le TURPE 5 sont aujourd'hui réalisés. 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 digitalisation du réseau, les évolutions réglementaires, les *smart grids*, ou encore la refonte

²¹ Ces montants ne tiennent pas compte de toutes les conséquences de la réintégration en 2019 des activités Immobilière chez Enedis et du démixtage des sites avec GRDF : la baisse observée en 2019 est donc par ailleurs associée à une hausse des charges de personnel.

des SI obsolètes) soient exclus du périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux ». Enedis estime en effet que ces projets présentent aujourd'hui un niveau de risque ou d'incertitude qui justifie leur couverture via le CRCP.

La liste des projets concernés, fournie par Enedis à titre indicatif, conduirait à exclure du mécanisme de la régulation incitative environ 80 % de ses investissements SI.

La CRE considère que la demande formulée par Enedis réduirait considérablement le caractère incitatif du dispositif sur les investissements « hors réseaux ». Elle propose donc 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 sur les investissements « hors réseaux ».

La trajectoire incitée sera fixée sur la base de la performance réalisée pendant le TURPE 5

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

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

La régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation 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 et des réseaux d'électricité.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009, date de son entrée en vigueur dans les tarifs de distribution d'électricité. La CRE y relevait que la qualité de service d'Enedis s'était améliorée dans la majorité des domaines les plus importants pour les utilisateurs de réseaux, même si certaines attentes des acteurs ne sont pas satisfaites, en particulier en matière de raccordement. La CRE a interrogé les acteurs sur les sujets prioritaires à inciter dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service. Les délais de raccordement ainsi que le traitement des réclamations ont été identifiés comme prioritaires par les répondants à cette consultation publique.

La CRE a publié le 17 octobre 2019 une consultation publique dédiée à la qualité de service des gestionnaires de réseaux d'électricité en vue du TURPE 6 HTA-BT.

S'appuyant sur les contributions des acteurs ainsi que sur les travaux engagés avec Enedis, la CRE a organisé un atelier en juin 2020 avec les acteurs ayant répondu à la consultation publique du 17 octobre 2019 afin de poursuivre ses travaux sur le sujet. Les acteurs se sont montrés dans leurs réponses à la consultation publique ou bien lors de l'atelier globalement favorables aux propositions de la CRE.

2.4.1 Qualité de service

2.4.1.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période TURPE 5, la qualité de service d'Enedis est 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 malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Les indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période du TURPE 5 HTA-BT.

Les 12 indicateurs incités financièrement (hors régulation spécifique au projet Linky) portent sur les thèmes suivants :

- les interventions réalisées par Enedis (2 indicateurs) ;
- les raccordements (3 indicateurs) ;
- la fiabilité du bilan électrique (3 indicateurs) ;
- la relation avec les clients finals (1 indicateur) ;
- la relation avec les fournisseurs (1 indicateur) ;

- la relève et facturation (2 indicateurs).

Les 8 indicateurs incités spécifiques au projet de comptage évolué Linky portent sur les thèmes suivants :

- la qualité de la pose (1 indicateur) ;
- la performance du système de comptage (7 indicateurs).

La liste détaillée de l'ensemble des indicateurs suivis par la CRE est présentée en annexe 1.

Les résultats des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations annuelles de mise à jour du tarif. Par ailleurs, Enedis élabore et publie sur son site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance.

2.4.1.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période du TURPE 5 HTA-BT

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, on 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 (figure 4) ;
- le maintien d'un haut niveau de performance sur le taux de transmission à RTE des courbes de mesures demi-heuraires et sur le taux de disponibilité du portail fournisseur (figure 5).

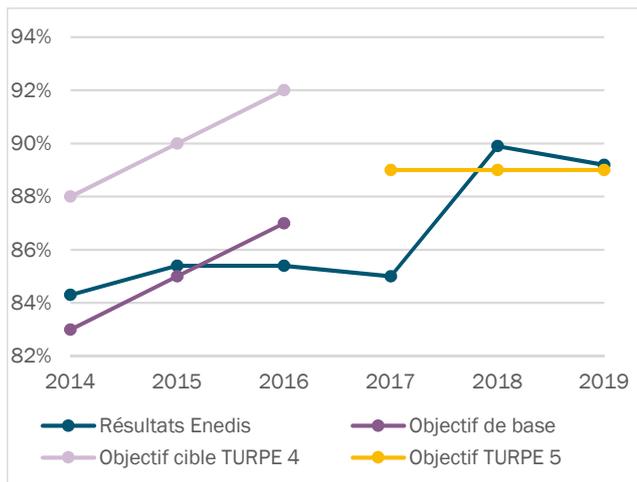


Figure 4. Résultats de l'indicateur « taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée »

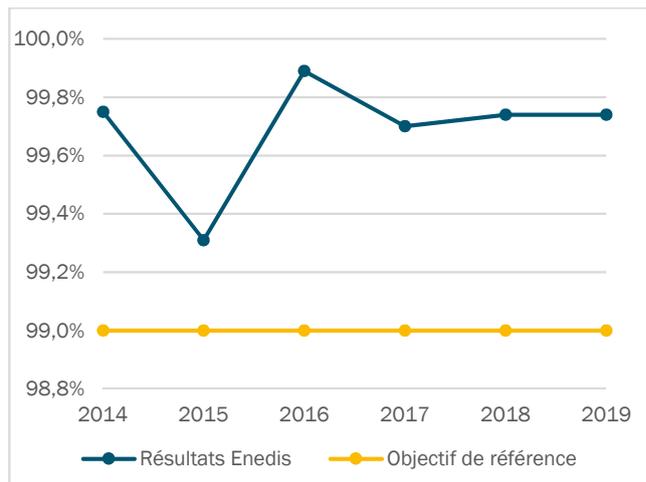


Figure 5. Résultats de l'indicateur « taux de disponibilité du portail fournisseur »

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 un malus global de 146k€, principalement dû à une mauvaise performance sur les indicateurs relatifs aux réponses aux réclamations dans les 15 jours (malus de 1,1 M€), ainsi qu'au taux d'index relevés et autorelevés par semestre (malus de 0,7 M€).

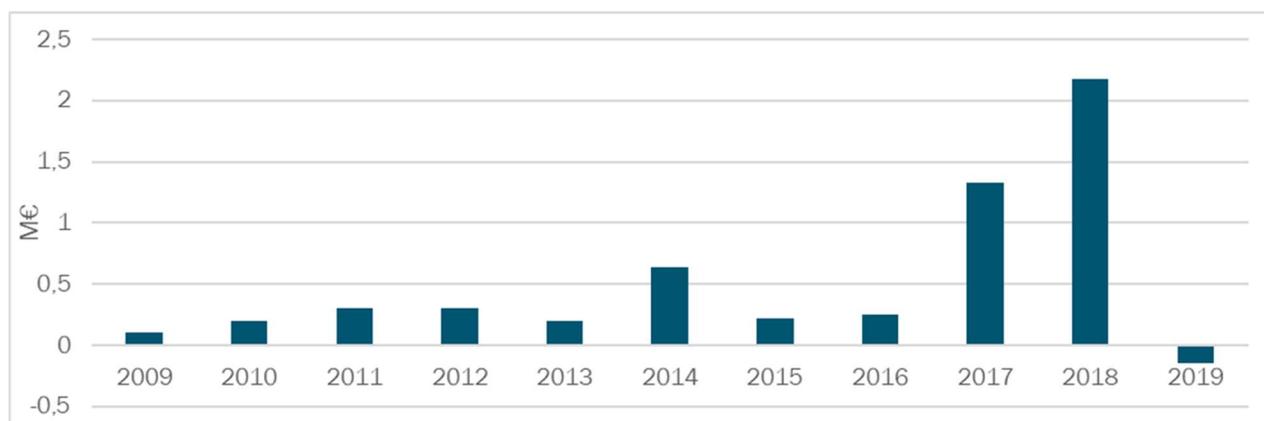


Figure 6. Volumes financiers associés à la régulation incitative de la qualité de service (hors Linky) d'Enedis

Toutefois, malgré cette bonne performance globale, les dernières consultations publiques de la CRE montrent que la performance d'Enedis n'est pas satisfaisante sur deux thématiques : le raccordement et le traitement des réclamations.

Sur la période du TURPE 5 HTA-BT, on 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 ».

S'agissant du délai des affaires de raccordement, sur la période du TURPE 5 HTA-BT, deux indicateurs sont incités : le respect des dates convenues d'envoi de la proposition de raccordement à l'utilisateur, et du délai de réalisation des travaux. Sur ces indicateurs, le résultat d'Enedis est variable selon les années. En particulier, on constate :

- une performance satisfaisante s'agissant de la mise à disposition des raccordements pour les clients BT ≤ 36 kVA et petits producteurs ;
- une non-atteinte des objectifs s'agissant de l'envoi de la PTF et de la mise à disposition des raccordements pour les clients BT > 36 kVA, collectif BT et HTA, bien que les résultats d'Enedis s'améliorent sur cette période.

Tableau 4. Bilan des indicateurs relatifs aux délais de raccordement sur la période 2017-2019

	2017		2018		2019	
	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements						
<i>Clients BT ≤ 36kVA et petits producteurs</i>	Indicateur non fiabilisé		89 %	91,8 %	90%	91,8%
<i>Clients BT > 36kVA, collectif BT et HTA</i>	76 %	77,8 %	86 %	83 %	88%	86,8%
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client						
<i>Clients BT ≤ 36kVA et petits producteurs</i>	73 %	77,4 %	85 %	82,9 %	88%	88,7%
<i>Clients BT > 36kVA, collectif BT et HTA</i>	85 %	79,6 %	88 %	82,5 %	89%	88,9%

Le problème majeur constaté et remonté par de nombreux acteurs est que les indicateurs existants s'appuient sur le respect d'une date convenue et ne reflètent pas l'évolution des délais de raccordements, compte tenu du fait que la date convenue est souvent éloignée de la date souhaitée par l'utilisateur.

Les résultats de l'indicateur suivi par la CRE, mais non incité dans le TURPE 5 HTA-BT, relatif au délai moyen de réalisation des travaux de raccordement, montrent d'ailleurs une dérive globale des délais de raccordement depuis 2014. Ainsi, ces délais se sont dégradés pour :

- les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA, en augmentant de près de 30% entre 2014 et 2019 ;

- les consommateurs individuels BT > 36 kVA, et collectif BT en augmentant de près de 20% entre 2014 et 2019 ;
- les producteurs BT > 36 kVA et HTA, en augmentant de 14 % entre 2014 et 2019.
- Les consommateurs HTA en augmentant de 8% entre 2014 et 2019.

Enfin, le délai s'est amélioré pour les producteurs BT ≤ 36 kVA, en diminuant de 56% entre 2014 et 2019.

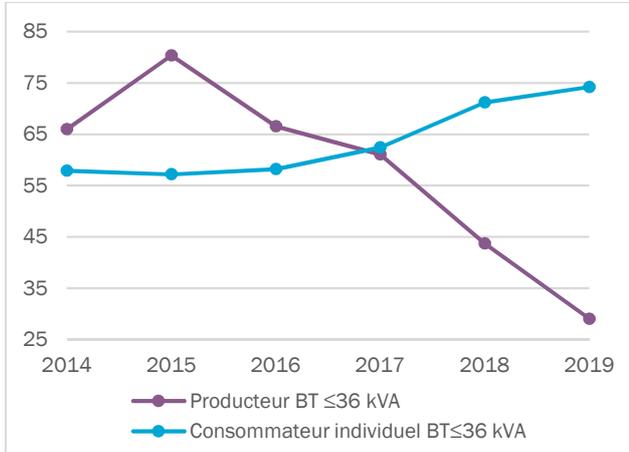


Figure 7. Délais moyens de raccordement pour les producteurs et consommateurs BT ≤ 36 kVA

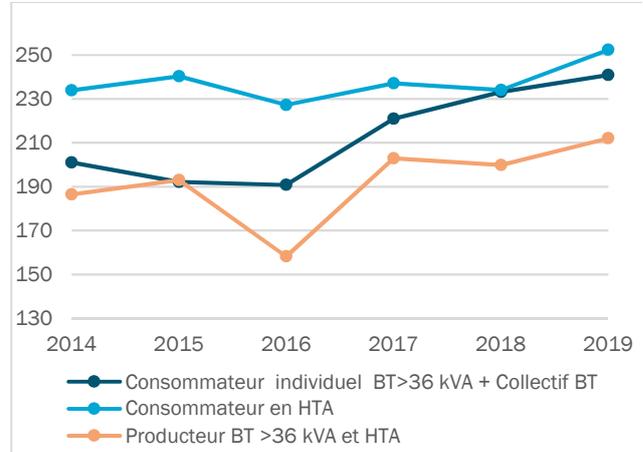


Figure 8. Délais moyens de raccordement pour les producteurs et consommateurs BT > 36 kVA et HTA

S'agissant de la qualité des réponses aux réclamations, sur la période du TURPE 5 HTA-BT, l'indicateur « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » est incité. Sur cette période, on observe une dégradation continue de l'indicateur. Cette dégradation conduit Enedis à supporter un malus en 2019.

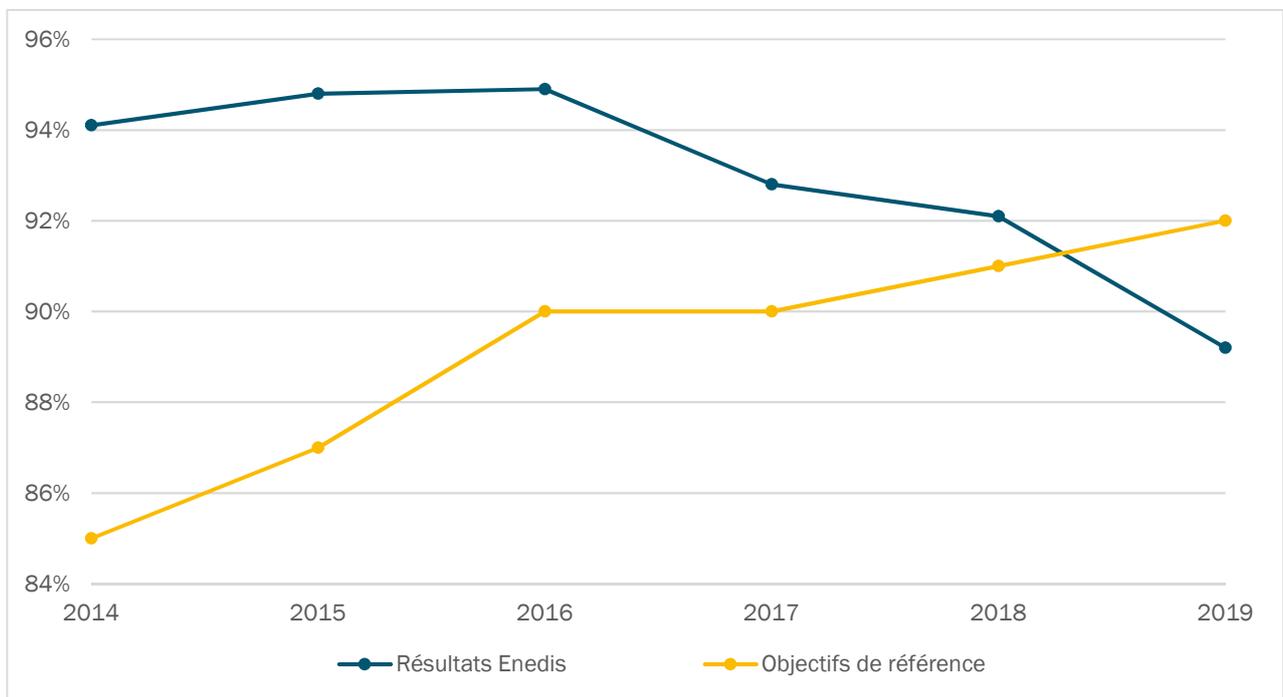


Figure 9. Résultat de l'indicateur « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires »

2.4.1.3 Adaptation du dispositif actuel de suivi et de régulation incitative de la qualité de service

Dans sa consultation publique du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service des gestionnaires de réseaux d'électricité, la CRE a indiqué envisager de reconduire le mécanisme de régulation incitative de suivi de la qualité

de service, en le faisant évoluer sur la base du retour d'expérience et des demandes de certains acteurs. Elle a ainsi proposé des évolutions sur les thématiques suivantes :

- les délais de raccordement ;
- le traitement des réclamations ;
- la relation fournisseur ;
- la relation client.

S'appuyant sur les contributions des acteurs ainsi que sur les travaux engagés avec Enedis, la CRE a organisé un atelier en juin 2020 avec les acteurs ayant répondu à la consultation publique du 17 octobre 2019.

Durant ce processus de concertation (retours des consultations publiques, échanges lors de l'atelier), les orientations proposées par la CRE ont été globalement partagées par les acteurs.

La CRE envisage donc de mettre en place pour le TURPE 6 HTA-BT les évolutions proposées dans sa précédente consultation, en les amendant pour certaines d'entre-elles par rapport à la proposition initiale. Les évolutions envisagées seraient les suivantes :

- la révision de certains indicateurs présents en TURPE 5, avec comme lignes directrices :
 - 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) ;
 - la mise en place d'une incitation asymétrique pour les indicateurs sensibles pour les acteurs de marché, mais pour lesquels la performance d'Enedis est stabilisée à un bon niveau sur la période TURPE 5 (2 indicateurs seraient concernés – délai de transmission à RTE des courbes de mesures, taux de disponibilité du portail fournisseur/tiers – cf. annexe 1) ;
 - pour les indicateurs suivis : par souci de lisibilité, la fusion de certains indicateurs suivis sans altérer la qualité de l'information transmise par Enedis est envisagée ;
- le renforcement de la régulation incitative sur trois thématiques :
 - **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 relation avec les fournisseurs**, avec :
 - la mise en place d'une incitation financière sur deux indicateurs actuellement suivis relatifs à la disponibilité de la ligne spécialisée fournisseurs (dite ligne « affaires urgentes »), à savoir :
 - le taux d'accessibilité de la ligne ;
 - le taux d'appel de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes ;
 - le changement du libellé de l'indicateur actuellement incité relatif à la disponibilité du portail fournisseur, afin de préciser qu'il mesure aussi l'accès au portail par les tiers ;
 - **le traitement des réclamations**, avec notamment l'incitation de l'indicateur relatif au « taux de réclamations multiples filtrées » actuellement suivi et le suivi d'un indicateur relatif au nombre de saisines recevables reçues par le Médiateur National de l'Énergie (MNE) concernant Enedis ;
- 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 sur 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'Énergie Non Affectée (ENA).

Compte tenu des incitations financières envisagées par la CRE et présentées en annexe 1, le plafond global de la régulation incitative de la qualité de service atteindrait - 54 M€ de malus maximum et + 45 M€ de bonus maximum sur la période du TURPE 6 HTA-BT, contre +/- 41 M€ sur la période du TURPE 5 HTA-BT.

Par ailleurs, s'agissant de la régulation incitative de la qualité de service des entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité, la CRE envisage :

- pour les ELD d'électricité ayant souhaité bénéficier d'une dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) calculée à partir de l'analyse de leurs comptes²², de fixer ce cadre lors de la détermination des prochains niveaux de dotations prévisionnels et du cadre de régulation associé ;
- pour les autres ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs, d'une part, de conserver le cadre de régulation mis en place sur TURPE 5, et d'autre part, d'introduire le suivi d'un indicateur « délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégories d'utilisateurs ».

La liste complète des indicateurs ainsi que les propositions de la CRE sont détaillées dans l'annexe 1.

Raccordement

Dans le TURPE 5, la qualité de service des opérations de raccordement d'Enedis est évaluée au travers du suivi de 11 indicateurs. Les indicateurs incités sont :

- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements ;
- le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ;
- le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE faisait le constat du décalage entre le niveau de satisfaction des utilisateurs du réseau concernant le raccordement et le niveau mesuré de la performance de la qualité de service d'Enedis sur cette thématique. Ce constat a été partagé par les acteurs.

Dès lors, dans sa consultation publique du 17 octobre 2019, la CRE a proposé d'inciter Enedis sur un délai de raccordement et non plus sur le respect d'un délai fixé initialement par Enedis. Pour cela, la CRE a proposé de construire un indicateur mesurant le délai moyen de réalisation des travaux. La CRE considère que cette mesure permettra notamment de rendre moins contestables les indicateurs relatifs à la date convenue.

La majorité des contributeurs est favorable à la proposition de la CRE. Alors qu'Enedis a demandé à ce que certains délais ne soient pas comptabilisés dans le délai de l'indicateur, les délais d'obtention des autorisations administratives en particulier, indiquant ne pas avoir de levier sur la durée de ces procédures, certains acteurs, à l'inverse, insistent sur l'importance d'intégrer l'ensemble des facteurs exogènes dans ce délai nominal. En effet, les acteurs considèrent qu'Enedis possède une marge de manœuvre pour optimiser ces délais.

Compte tenu du retour des acteurs et à la suite des travaux menés avec Enedis, la CRE maintient donc sa proposition d'inciter un indicateur portant sur le délai moyen de réalisation des raccordements. La CRE considère que l'obtention des autorisations administratives fait partie intégrante d'une procédure de raccordement et qu'Enedis dispose de moyens permettant d'optimiser ces délais, en anticipant les demandes et en travaillant à la complétude des dossiers. La CRE envisage donc de les intégrer dans le calcul du délai. Ce délai serait dès lors calculé entre l'accord du client sur le devis de raccordement proposé par Enedis et la facturation par Enedis à la suite de la réalisation des travaux.

Initialement, la CRE souhaitait encadrer la procédure de raccordement jusqu'à la fin des travaux de raccordement. Ces jalons délimitent une phase comportant l'ensemble des actions relevant de la responsabilité première d'Enedis, ainsi que les éventuelles demandes d'autorisations administratives pour lesquelles la CRE considère qu'Enedis, sans avoir une maîtrise entière, dispose toutefois de marges de manœuvre pour optimiser les délais.

Néanmoins, à ce stade, le renseignement de cette donnée par Enedis dans le SI de gestion des travaux n'est pas complet. En conséquence, la CRE a l'intention d'inciter pour le TURPE 6 la procédure de raccordement jusqu'à l'émission de la facture par Enedis, qui est aujourd'hui l'indicateur suivi de manière fiable par Enedis. Cet indicateur remplacera l'indicateur actuellement incité financièrement « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements ».

²² Eau et Electricité de Wallis et Futuna (EEWF), EDF-SEI, Electricité de Mayotte (EDM) et Gérédis

La CRE demande à Enedis d'améliorer la saisie de l'ensemble des étapes afin de pouvoir les utiliser au cours de la prochaine période tarifaire.

A ce stade, la CRE a identifié les catégories (types de travaux) sur lesquelles il lui semble pertinent d'appliquer cet indicateur (du fait d'un nombre suffisant d'affaires de raccordement notamment). Ces catégories couvrent plus de 95% des affaires de raccordement réalisées par Enedis, à savoir :

- les raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension du réseau ;
- les raccordements BT \leq 36 kVA avec extension du réseau ;
- les ajouts injection sur branchements existants ;
- les raccordements BT $>$ 36 kVA avec et sans extension du réseau ;
- les raccordements collectifs ;
- les raccordements sur le réseau HTA.

Dans ce cadre, Enedis a fourni à la CRE l'historique des affaires de raccordement sur la période 2015-2019. Sur la base de ces éléments, la CRE envisage de fixer les objectifs de délai pour chaque affaire de raccordement susmentionné, de la manière suivante :

- pour les affaires dont le délai moyen s'est dégradé depuis 2015-2016, fixer une trajectoire à la baisse et régulière afin d'atteindre, à la fin de la période TURPE 6, un objectif cohérent avec les délais observés sur 2015-2016. Un exemple pour les raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension du réseau est présenté à la figure 10 ;
- pour les affaires dont le délai moyen s'est amélioré depuis 2015-2016 (ajout injection sur branchement existant), la CRE estime qu'Enedis possède une marge de progression dans la mesure où ce type d'affaires nécessite uniquement une intervention sur compteur. Ainsi, au regard notamment des délais standards proposés pour certaines prestations annexes similaires (mise en service sur raccordement nouveau dont le délai est de 10 jours ouvrés par ex.), la CRE envisage de fixer une trajectoire d'objectif à la baisse. La figure 11, ci-dessous, présente l'évolution des délais de raccordement pour les ajouts injection sur branchements existants.

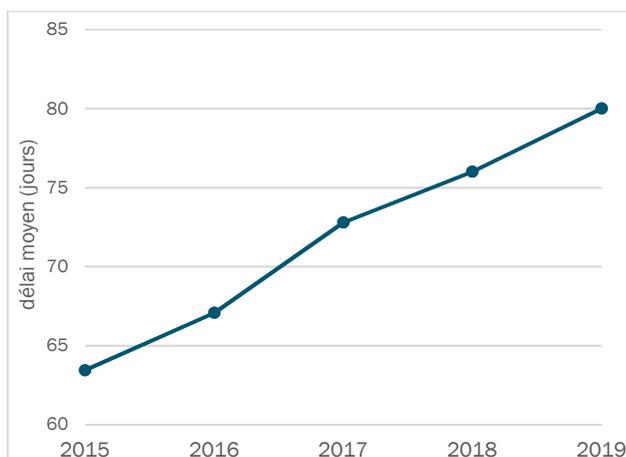


Figure 10. Délais moyens des raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension

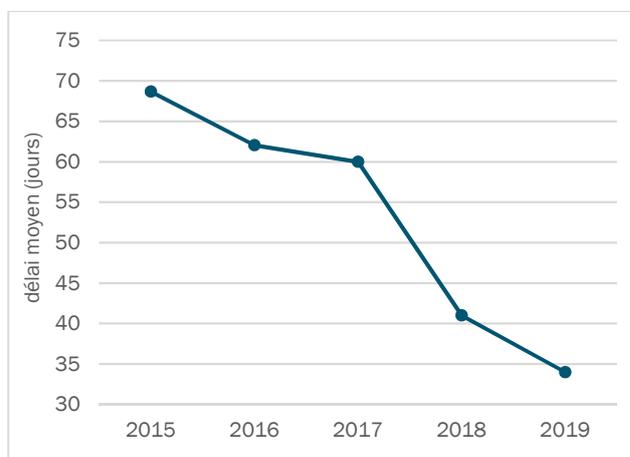


Figure 11. Délais moyens de raccordement des ajouts d'injection sur branchements existants

Etant donné l'importance des enjeux liés aux délais de raccordements pour les utilisateurs, la CRE envisage de mettre en œuvre une incitation financière plus forte que pour les autres éléments de la qualité de service, d'inciter cet indicateur de manière asymétrique et d'appliquer un plafond :

- pour les pénalités de 21 M€ ;
- pour les bonus de 14 M€.

Le détail des incitations prévues par la CRE figure en annexe 1.

Par ailleurs, la CRE envisage de demander à Enedis de suivre un indicateur équivalent pour les raccordements provisoires, qui ne font actuellement l'objet d'aucun suivi, avec comme objectif de l'inciter lors de la prochaine période tarifaire.

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

Traitement des réclamations

Dans sa consultation publique du 17 octobre 2019, la CRE a proposé :

- de travailler avec Enedis afin de s'assurer que les réclamations considérées comme traitées, dans les indicateurs relatifs au taux de réponses aux réclamations dans un délai imparti, ont bien reçu une réponse satisfaisante ;
- de supprimer le suivi des indicateurs :
 - Nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs ;
 - Taux de réponses aux réclamations dans les 5 jours calendaires.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation partage les orientations de la CRE. Toutefois, certains acteurs ont émis des réserves quant à la suppression de l'indicateur relatif aux réponses aux réclamations dans les 5 jours calendaires. En effet, ces acteurs ont constaté une dégradation du délai de traitement et demandent par conséquent d'inciter cet indicateur au lieu de le supprimer. Par ailleurs, un acteur demande d'inciter l'indicateur actuellement suivi « taux de réclamations multiples filtré ». Cet indicateur permet de mesurer le taux de rebond (répétition d'une réclamation portée par un unique utilisateur sur le même sujet) et reflète ainsi la qualité de la réponse fournie par le GRD.

S'agissant du taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours, la CRE partage ce constat (le taux de réponse est plus faible en 2019 qu'en 2017). Toutefois, la CRE juge que le délai actuellement incité (15 jours) est nécessaire à Enedis pour pouvoir fournir une réponse de qualité, et considère donc qu'il est pertinent de n'inciter que sur ce délai, tout en renforçant la vigilance sur la qualité de la réponse fournie. Cependant, compte tenu des retours des acteurs ainsi que du résultat d'Enedis sur les réponses aux réclamations dans les 5 jours calendaires, la CRE envisage de maintenir le suivi de cet indicateur sur la période TURPE 6.

Par ailleurs, la CRE observe que les taux de réponses aux réclamations de plus de 30 et de 60 jours (seul l'indicateur de taux de réponse en 60 jours étant actuellement suivi) se dégradent. La CRE considère que le suivi d'un indicateur de taux réponses dans les 30 jours est plus pertinent dans la mesure où il permet de suivre plus efficacement les réclamations traitées dans un temps long. Ainsi, la CRE envisage, pour TURPE 6, de suivre le taux de réponse en plus de 30 jours calendaires en lieu et place de l'indicateur actuellement suivi « taux de réponse aux réclamations supérieur à 60 jours ».

Concernant la qualité des réponses, la CRE estime que l'indicateur « taux de réclamations multiples filtré » est un indicateur pertinent pour refléter la qualité de réponse aux réclamations. Ainsi, la CRE envisage d'inciter l'indicateur « taux de réclamations multiples filtré » pour la période TURPE 6.

Par ailleurs, certaines réclamations peuvent, à terme, faire l'objet de litiges entre l'utilisateur et le GRD dans le cas où la réponse du GRD n'est pas satisfaisante. Ces litiges se traduisent la plupart du temps par des saisines au Médiateur National de l'Énergie (MNE). Ainsi, la CRE estime que le volume de saisines du MNE constitue un indicateur pertinent pour refléter la qualité du traitement des réclamations par Enedis. En conséquence, la CRE envisage de suivre un indicateur relatif au nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant l'activité d'Enedis.

Ainsi, pour la période TURPE 6, la CRE envisage :

- d'inciter financièrement l'indicateur « taux de réclamations multiples filtrées » ;
- de suivre l'indicateur « taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateur » ;
- de suivre le nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant l'activité d'Enedis ;
- de supprimer le suivi des indicateurs « nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs ».

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

Relation fournisseurs

Sur la période TURPE 5, trois indicateurs relatifs à la relation fournisseurs sont suivis mais non incités, à savoir :

- le taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs (suivi) ;
- le taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 120 secondes (suivi) ;
- le taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur (incité) ;

Dans sa consultation publique du 17 octobre 2019, la CRE a proposé d'inciter financièrement les deux indicateurs listés ci-dessus et relatifs à la disponibilité téléphonique de la ligne spécialisée fournisseurs.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont globalement favorables aux propositions envisagées par la CRE. Certains acteurs demandent d'être très ambitieux par rapport aux résultats d'Enedis sur la période suivie. Par ailleurs, un acteur propose d'inciter également les appels avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes. Enfin, certains acteurs ont signalé que la plage horaire prise en compte pour le calcul actuel de l'indicateur de disponibilité du portail (7h à 21h, du lundi au samedi sauf jours fériés) n'est pas adaptée aux besoins des fournisseurs. Ces acteurs demandent que l'indicateur soit calculé sur une plage horaire 24h/24 et 7j/7.

Le périmètre actuel de l'indicateur relatif au temps d'attente est basé sur une durée de 120 secondes. Compte tenu du retour des acteurs, ce temps d'attente semble trop long pour une ligne téléphonique interentreprises. Par ailleurs, la CRE estime que la mesure d'un délai de 90 secondes, délai faisant référence à la certification NF 345, qui impose un taux de 80% des appels décrochés en moins de 90 secondes, est appropriée pour ce type de ligne téléphonique. Sur ces deux durées (90 et 120 secondes), la CRE a interrogé des acteurs du marché lors d'un atelier en juin 2020 et la majorité des contributeurs ont répondu être favorables à une incitation sur 90 secondes.

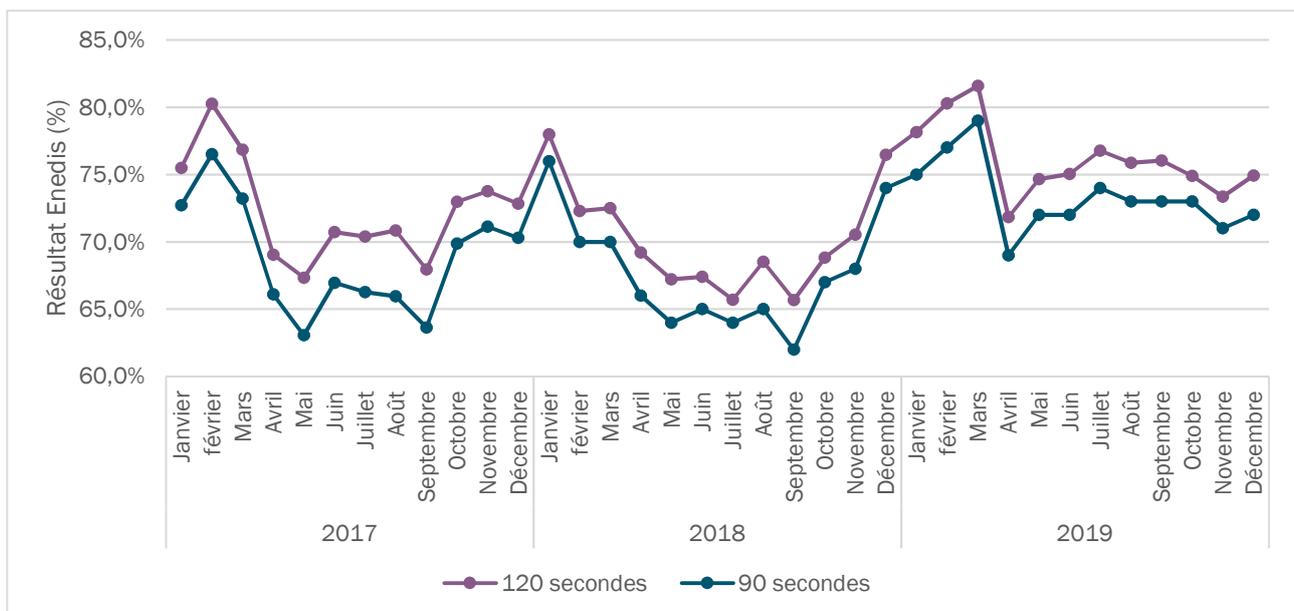


Figure 12. Taux d'appels décrochés, sur la ligne affaires urgentes fournisseurs, en moins de 90 et 120 secondes

En conséquence, la CRE envisage d'inciter un indicateur « taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes » et de supprimer l'indicateur actuellement suivi relatif au temps d'attente inférieur à 120 secondes qui viendrait faire doublon avec celui à 90 secondes.

Compte tenu des résultats d'Enedis sur la période TURPE 5 (environ 70% des appels sont décrochés en moins de 90 secondes). La CRE envisage de fixer une trajectoire d'objectifs croissante sur la période TURPE 6 afin d'atteindre 80% à la fin de la période tarifaire.

S'agissant du périmètre de l'indicateur relatif à l'accessibilité du portail d'Enedis, la CRE observe que l'utilisation du portail en dehors des plages garanties est faible (environ 4% des appels hebdomadaire). Ainsi, la CRE considère que l'augmentation de la plage garantie par Enedis entraînerait un surcoût important, supporté par l'utilisateur final, qui ne semble pas cohérent au vu des volumes d'utilisation actuels.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne d'Enedis dédiée aux fournisseurs d'électricité?

Qualité de la reconstitution des flux et de la prévision des pertes

La reconstitution des flux (Recoflux) est le processus qui permet d'affecter à chaque responsable d'équilibre, pour chaque pas de règlement des écarts (aujourd'hui égal à 30 minutes), les injections et les soutirages réalisés sur son périmètre d'équilibre. Ce processus est décomposé en deux phases, le processus « Ecart » dans un premier temps et la « réconciliation temporelle » (« Recotemp » ou RT) dans un second temps durant lequel le volume d'énergie non affectée²³ (ENA) est déterminé.

La fiabilité de ces deux processus est essentielle pour les acteurs de marché et pour l'équilibre du système électrique. Il est donc important de veiller à ce que les consommations modélisées attribuées au périmètre d'un responsable d'équilibre, y compris celui du GRD pour les pertes, soient proches des consommations réelles.

Lors de la consultation publique du 17 octobre 2019, la CRE a présenté les résultats de l'audit mené sur la RT12²⁴, pour laquelle le volume d'ENA était de près de 2 TWh, énonçant les points suivants :

- l'indicateur de référence (volume annuel d'ENA²⁵) est insuffisant pour mesurer la qualité de la modélisation faite par Enedis et devrait évoluer vers une mesure à une granularité plus fine ;
- autant que possible, les données utilisées pour le calage du modèle de pertes devraient être plus proches de la Recotemp utilisée pour caler le modèle de perte (défini par un polynôme) afin d'améliorer la qualité de la modélisation ;
- Enedis devrait étudier de manière plus approfondie une modélisation des pertes qui s'appuierait directement sur les pertes obtenues par bouclage (pertes obtenues par bilan direct des flux d'injection et de soutirage) et non plus sur un modèle technique ; cette évolution serait favorisée par l'introduction du profilage dynamique et par un bouclage sur une période mensuelle ou plus courte.

La CRE avait formulé des recommandations dans ce sens et, au vu des retours positifs des acteurs, envisage à ce stade de les mettre en œuvre en :

- faisant évoluer l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA). Cet indicateur existe déjà en TURPE 5 sous la forme d'un volume annuel plafond de 1 TWh. Il est proposé de faire évoluer sa méthode de calcul afin que celle-ci soit désormais basée sur un ratio entre la somme des valeurs absolues de l'ENA non normalisée au pas demi-horaire et la consommation nationale. Cet indicateur serait incité financièrement jusqu'à la mise en place du système cible ;
- préparer la mise en œuvre par Enedis du système cible de reconstitution des flux, en introduisant un indicateur de suivi de la performance de prévision des pertes. Dans le système cible de reconstitution des flux, dont la mise en œuvre est estimée en 2023, les processus Ecart et Recotemp seront fusionnés. Il n'y aura donc plus d'ENA, ce qui nécessite de faire évoluer l'indicateur de performance actuel présenté ci-dessus. Les pertes seront alors modalisées par bouclage. La CRE propose pour mesurer la qualité des prévisions d'Enedis de construire un indicateur basé sur la moyenne des écarts absolus entre les pertes prévisionnelles et réalisées au pas demi-horaire.

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

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

²³ Energie résiduelle qui n'a pas pu être affectée à un des Responsables d'Equilibre par le profilage, et qui est alors affectée au Responsable d'Equilibre des pertes

²⁴ Réconciliation temporelle (Recotemp) portant sur la période du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016.

²⁵ L'ENA est la différence entre les pertes réelles déterminées à l'issu du processus de réconciliation temporelle et les pertes modélisées lors du processus écart. L'ENA est attribué aux pertes d'Enedis

2.4.2 Continuité d'alimentation

2.4.2.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la continuité d'alimentation en vigueur

Pour la période TURPE 5, la continuité d'alimentation d'Enedis est suivie au moyen de 5 indicateurs incités financièrement :

- mécanisme de coupures longues ;
- 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).

S'agissant des indicateurs relatifs aux durées et fréquences moyennes de coupure, 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 malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, repose sur le versement, directement aux consommateurs concernés, de pénalités en cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics. Les pénalités sont calculées forfaitairement et déclinées par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure. Une trajectoire prévisionnelle est déterminée par la CRE, le montant de cette trajectoire est intégré dans les charges nettes d'exploitation d'Enedis et donc couvert par le tarif, en TURPE 5 cette trajectoire est de 38 M€ par an. De plus, un plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées via le CRCP est mis en place, ce plafond est fixé à 80 M€ en TURPE 5.

2.4.2.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la continuité d'alimentation sur la période TURPE 5

Indicateurs incités de qualité d'alimentation

Depuis TURPE 3, période d'introduction de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, la performance d'Enedis sur le critère B est en amélioration. Toutefois, la performance d'Enedis a stagné pendant le TURPE 5 sur cet indicateur. En revanche, Enedis a amélioré ses résultats et battu les objectifs en ce qui concerne les indicateurs, introduits dans TURPE 5, relatifs à la fréquence de coupure sur le réseau basse tension et à la continuité d'alimentation sur le réseau HTA.

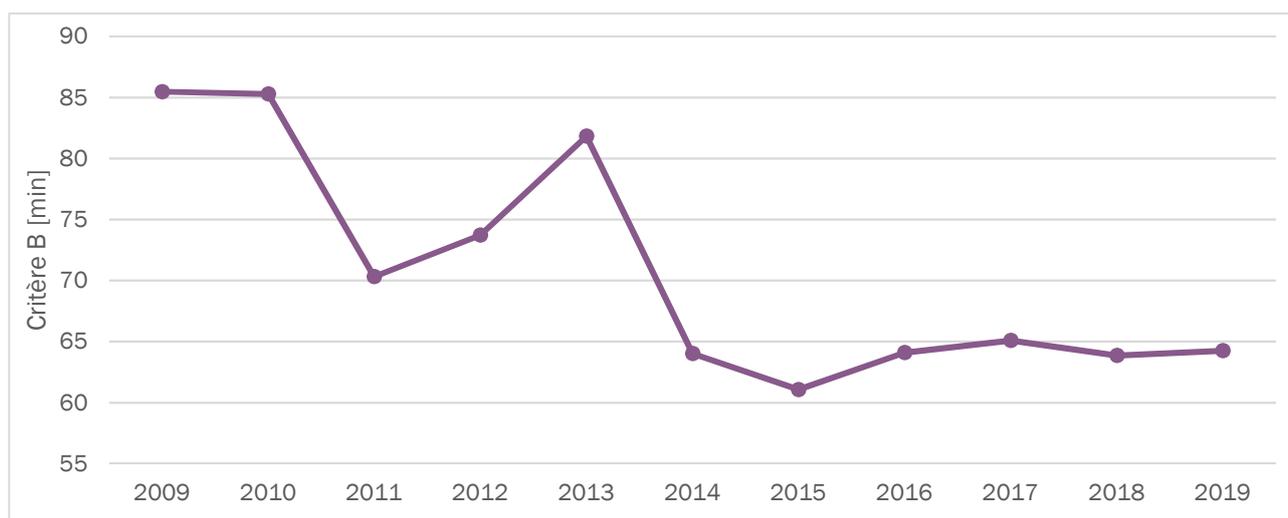


Figure 13 Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Au total, Enedis a bénéficié, sur l'ensemble de la période 2017-2019, d'un bonus cumulé de 50,4 M€, soit environ 0,1 % de son revenu tarifaire. Le détail des performances et des incitations financières versées à Enedis est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 5. Bilan des indicateurs incités de qualité d'alimentation sur la période 2017-2019

Indicateur		2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019	Cumulé 2017-2019
Durée moyenne annuelle de coupure en BT (critère B)	Objectif (minutes)	65	64	63	64	
	Résultat (minutes)	65,1	63,9	64,3	64,4	
	Incitation (M€)	-0,6	0,8	-8,0	-2,6	-7,8
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA (critère M)	Objectif (minutes)	45,7	45,4	45,1	45,4	
	Résultat (minutes)	43,2	42,5	42,8	42,8	
	Incitation (M€)	15	16,8	13,8	15,2	45,6
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT (critère F-BT)	Objectif (coupures/an)	2,68	2,52	2,36	2,5	
	Résultat (minutes)	2,48	2,4	2,07	2,3	
	Incitation (M€)	0,8	0,5	1,1	0,8	2,4
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA (critère F-HTA)	Objectif (coupures/an)	2,89	2,70	2,51	2,7	
	Résultat (minutes)	2,75	2,61	2,23	2,5	
	Incitation (M€)	2,9	1,7	5,6	3,4	10,2

Mécanisme de pénalités pour coupures longues

Sur l'ensemble de la période 2017-2019, Enedis a versé aux consommateurs un total de 246 M€ à travers le mécanisme de pénalité pour coupures longues. L'année 2019 a donné lieu au versement d'un volume de pénalités particulièrement important, du fait notamment des événements climatiques exceptionnels en novembre et décembre 2019.

Tableau 6. Montants des pénalités versées par Enedis pour coupures longues sur la période 2017-2019

	2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019	Cumulé 2017-2019
Pénalités pour coupures longues versées par Enedis (en M€)	67	62	117	82	246
<i>dont montants couverts par le tarif</i>	38	38	38 + 37 = 75	50	151
<i>dont montants supportés par Enedis</i>	29	24	42	32	95

Les pénalités versées par Enedis ont été supérieures à la trajectoire fixée, possiblement parce que le passage de 6h à 5h pour l'indemnisation des consommateurs a eu des conséquences supérieures à ce qui avait été anticipé.

Ce poste étant seulement couvert par le CRCP par une trajectoire de 38 M€/an puis pour les montants au-dessus de 80 M€/an, Enedis a supporté des pénalités de 95 M€ sur la période 2017-2019.

2.4.2.3 Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour TURPE 6

Les acteurs, en réponse à la consultation publique du 14 février 2019, ont en majorité partagé le bilan présenté par la CRE sur l'amélioration de la qualité d'alimentation sur le réseau d'Enedis. Certains acteurs ont soulevé la question de la fiabilité du calcul par Enedis des indicateurs utilisés, en particulier pour l'indicateur de durée moyenne de coupures des clients BT (critère B). D'autres acteurs ont par ailleurs demandé l'introduction d'une régulation incitative spécifique sur les clients mal alimentés.

Au regard de ces retours, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 17 octobre 2019, une démarche pour fiabiliser le calcul du critère B, en intégrant les données Linky.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont globalement favorables aux propositions de la CRE.

Au final, la CRE envisage pour la période TURPE 6, de reconduire le mécanisme actuel de régulation incitative de la continuité d'alimentation, en adaptant le niveau des objectifs, pour tenir compte des performances passées et dans un souci d'amélioration constante de la performance d'Enedis. Les adaptations que la CRE envisage à ce stade sont présentées ci-après pour chacun des indicateurs.

Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Depuis 2014, Enedis semble avoir atteint un plateau situé aux alentours de 64 min dans sa performance pour le critère B.

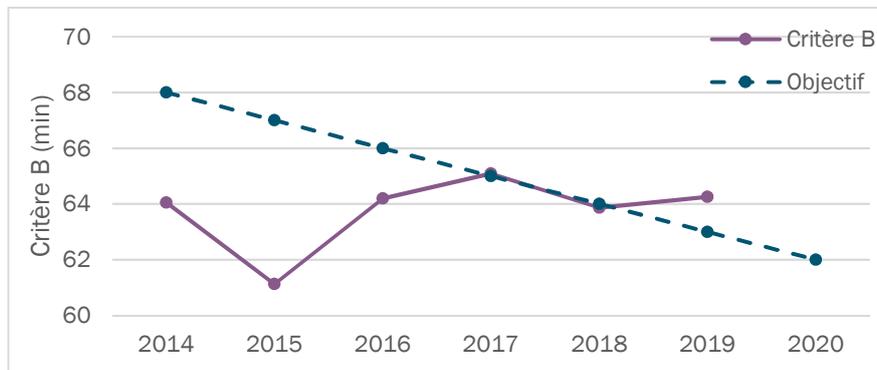


Figure 14. Durée moyenne de coupure en BT entre 2014 et 2020 (objectif et réalisé)

Dans les réponses aux différentes consultations publiques, le niveau de la qualité d'alimentation sur, le réseau d'Enedis n'est pas un axe majeur de progression à rechercher à court terme. Toutefois, plusieurs acteurs ont exprimé des doutes sur la fiabilité du calcul de cet indicateur.

La CRE partage la nécessité de moderniser le calcul de cet indicateur pour prendre en compte l'intégration de Linky sur le réseau BT. Elle considère que la baisse du critère ne doit pas être recherchée hors de toute analyse coût - bénéfice d'une telle baisse, car cela pourrait conduire à des coûts, notamment des investissements, excessifs. Elle envisage, pour la période TURPE 6, de stabiliser l'objectif au niveau fixé pour la dernière année du TURPE 5 (soit 62 min). Cela reste un objectif ambitieux pour Enedis au vu de sa performance pendant le TURPE 5.

Parallèlement, l'achèvement du déploiement des compteurs Linky permettra d'avoir une connaissance plus fine du réseau de distribution BT, et en particulier des durées de coupures subies par les utilisateurs du réseau. La CRE considère que la priorité doit être, pour la période TURPE 6, de fiabiliser le calcul du critère B, en intégrant progressivement les données Linky dans le mode de calcul de cet indicateur en cours de période TURPE 6 et en fixant à Enedis un calendrier engageant pour l'automatisation du calcul du critère B, à horizon TURPE 7. Les données Linky devront pouvoir être utilisées pour fixer les objectifs de critère B pour ce prochain tarif.

Le calendrier envisagé par la CRE est le suivant :

- 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.

Question 16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la cible actuelle de critère B, soit 62 minutes, dans la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 6 distribution ?

Question 17 : Êtes-vous favorable à la proposition de calendrier pour l'intégration d'ici TURPE 7 des données Linky dans le calcul du critère B ?

Pour l'indicateur de durée moyenne de coupure des clients HTA (critère M), la CRE envisage, au regard de la bonne performance d'Enedis, de poursuivre la diminution des objectifs suivant la méthode utilisée en TURPE 5.

Concernant les indicateurs de fréquence de coupures pour les clients BT et HTA (critère F-BT et critère F-HTA), la CRE envisage pour TURPE 6 de poursuivre la baisse des objectifs en appliquant la méthode utilisée en TURPE 5.

Les objectifs tiennent compte des résultats du TURPE 5, mais le rythme de progression annuel est ralenti au vu des performances déjà atteintes.

Les objectifs proposés pour les 3 indicateurs (critère M, critères F-BT et critère F-HTA) sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Indicateurs	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA (critère M)	42,1	41,7	41,2	40,7	41,4
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT (critère F-BT)	1,72	1,60	1,47	1,34	1,53
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA (critère F-HTA)	1,87	1,73	1,58	1,43	1,65

La liste complète des indicateurs incités et suivis, ainsi que les modalités d'incitation des indicateurs incités sont détaillées en annexe 2. Afin de neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps, la CRE envisage de reconduire le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur en TURPE 5, soit ± 83 M€.

Question 18 : Partagez-vous les objectifs envisagés par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation hors critère B (critère M, critères F-BT et critère F-HTA) ?

Mécanisme de pénalités pour coupures longues

La CRE envisage de maintenir le mécanisme de pénalités pour coupures longues tel qu'il a été défini en TURPE 5, en particulier la durée d'indemnisation de 5 heures. Il est toutefois nécessaire de faire évoluer les niveaux de couverture par le CRCP associés à ce mécanisme, afin de prendre en compte l'historique récent, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation à Enedis.

Pour la période du TURPE 6, la CRE envisage de fixer la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par Enedis aux utilisateurs au niveau minimum constaté sur la période 2017-2019, soit 62 M€ (cf. partie 2.4.2.2). Ce montant sera intégré dans les charges nettes d'exploitation d'Enedis à couvrir par le tarif. Le niveau à partir duquel les pénalités versées par Enedis sont couvertes par le CRCP serait quant à lui fixé à 104 M€. Ce montant est défini de manière à conserver la même différence entre le niveau de la trajectoire et le niveau au-delà duquel les pénalités sont couvertes par le CRCP sur la période du TURPE 5, soit 42 M€.

Ce nouveau calage du dispositif permet de tenir compte des difficultés réelles rencontrées par Enedis (notamment la survenue fréquente d'événements climatiques exceptionnels) tout en l'incitant à la performance.

Question 19 : Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés de couvertures du mécanisme des pénalités pour coupures longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par Enedis, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?

2.5 Régulation incitative 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 disposent 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.

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.

2.5.1.1 Bilan des dépenses de R&D d'Enedis sur la période du TURPE 5 HTA-BT

Le bilan des dépenses de R&D d'Enedis sur la période du TURPE 5 HTA-BT, par thématique de recherche, est le suivant :

Tableau 8. Bilan des dépenses de R&D d'Enedis sur la période 2017-2019

En M€ courants	2017	2018	2019	Total(%)
Performance industrielle	23,1	23,0	21,8	39 %
Transition énergétique	18,5	17,9	19,3	32 %
Démonstrateurs	15,0	17,9	17,8	29 %
Total budget R&D réalisé	56,6	58,8	58,9	
Subventions obtenues	2,6	2,2	1,4	
Dépenses réalisées nettes des subventions	54,0	56,7	57,5	
Total prévisionnel TURPE 5	57	57	57	
Subventions prévisionnelles TURPE 5	0,7	0,7	0,6	
Dépenses prévisionnelles nettes des subventions	56,3	56,3	56,4	
Ecart au prévisionnel net des subventions	2,3	-0,4	-1,1	

Les dépenses de R&D d'Enedis se répartissent de manière équilibrée entre les trois thématiques constitutives de son programme de R&D (performance industrielle, transition énergétique et démonstrateurs), avec une légère prédominance des dépenses associées à la thématique « Performance industrielle ».

A ce stade, les dépenses de R&D d'Enedis nettes de subventions sont en très léger retrait par rapport aux trajectoires prévisionnelles fixées pour dans le TURPE 5 HTA-BT. Enedis a obtenu, sur la période 2017-2019, 6,1 M€ de subventions cumulées contre 2 M€ prévisionnels, ce qui lui a permis de réaliser plus de projets R&D à coût constant pour le consommateur.

2.5.1.2 Propositions d'évolution pour la période du TURPE 6 HTA-BT

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE proposait :

- le maintien des modalités existantes de couverture des charges liées à la R&D des opérateurs ;
- la révision de ces montants au bout de deux ans en milieu de période tarifaire ;
- l'amélioration de la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D, à travers :
 - l'harmonisation et l'enrichissement, notamment par des indicateurs standardisés d'avancement, des rapports publics de R&D, afin de donner plus de visibilité au marché. Ces rapports pourraient par exemple contenir un retour d'expérience systématique des démonstrateurs financés par les tarifs ;
 - le remplacement du rapport à destination de la CRE par la transmission annuelle des informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves aux propositions de la CRE. Dans l'ensemble, les contributeurs se félicitent du fonctionnement du mécanisme actuel, qui permet de sanctuariser les dépenses de R&D tout en offrant une certaine souplesse aux opérateurs, et souhaitent le voir reconduit dans les prochains tarifs. Les acteurs de marché se montrent par ailleurs favorables à une plus grande transparence sur les programmes de R&D des gestionnaires de réseaux. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur le caractère confidentiel de certaines innovations rendant l'exercice de transparence difficile.

La CRE envisage de retenir ces orientations. En premier lieu, la CRE propose que les modalités de couverture des coûts de R&D restent inchangées. Elles permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D et la préparation de l'avenir.

Afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de réseaux dans l'adaptation de leur programme de R&D, la CRE envisage par ailleurs d'introduire la possibilité d'une révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire.

Par ailleurs, la CRE propose d'assurer la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D des opérateurs à travers les deux exercices, évoqués dans la consultation publique de février 2019, de transmission annuelle à la CRE de données techniques et financières, d'une part, et de maintien de la publication tous les deux ans d'un rapport R&D à destination du public, d'autre part.

Enfin, pour répondre à la demande des acteurs de marché, soucieux du maintien d'un périmètre de régulation limité aux seules missions des gestionnaires de réseaux, la CRE prévoit de demander aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents

2.5.2.1 Bilan du dispositif sur la période du TURPE 5 HTA-BT

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.

2.5.2.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTA-BT

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé la réduction du niveau de déclenchement du mécanisme, à la suite des demandes des opérateurs. La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur le périmètre des dépenses et projets éligibles au dispositif *smart grids*, et à l'efficacité du mécanisme.

Dans la lignée des modalités fixées par les délibérations du 23 janvier 2020 portant décision sur les tarifs ATS²⁶, ATRT²⁷ et ATRD²⁸, la CRE propose d'abaisser le seuil actuel du guichet *smart grids* à 1M € pour Enedis, correspondant au seuil fixé pour l'ensemble des opérateurs gaziers sur la prochaine période tarifaire, sans modifier le périmètre des dépenses et projets éligibles.

²⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

²⁷ 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 Teréga

²⁸ 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

Question 21 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet *smart grids* afin de lui donner plus de souplesse ?

2.5.3 Qualité de la transmission des données

Dans le TURPE 5 HTA-BT, la mise à disposition de données ne constitue pas une thématique spécifique du cadre de régulation. Certains indicateurs en lien avec la mise à disposition des données font cependant l'objet d'un suivi, mais ne permettent 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.

Dans le cadre de la consultation publique du 17 octobre 2019, la CRE a présenté des premières orientations pour la mise en place d'une régulation incitative de la mise à disposition de données ainsi qu'une liste de données envisagées pour intégrer ce mécanisme.

Dans leurs réponses, les acteurs se sont montrés globalement favorables à une telle régulation et ont insisté sur la nécessité d'avoir une assurance à la fois sur la disponibilité des canaux de transmission des données (délais de publication) et sur la fiabilité des données.

La CRE envisage donc d'introduire, pour la période du TURPE 6 HTA-BT, un mécanisme de régulation incitative permettant de pénaliser Enedis, en cas de non-respect des délais de publication ou de publication de données incomplètes ou erronées, 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 par les acteurs comme des données prioritaires.

Pour cela, la CRE envisage :

- pour le marché de masse :
 - de s'appuyer sur les deux indicateurs ci-après 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 ;
 - d'introduire un indicateur relatif à la transmission par Enedis des courbes de charge issues des compteurs Linky : le taux de transmission en J+1 des courbes de charge Linky ;
- pour le marché d'affaires, de mettre en place des indicateurs équivalents à ceux envisagés 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.

Toutefois, si des besoins spécifiques sont remontés par les acteurs de marché ou identifiés par la CRE ultérieurement, la CRE pourra, après consultation publique, faire évoluer la liste de données ci-dessus.

Le détail du mode de calcul des indicateurs ainsi que des modalités de pénalités est présenté en annexe 3.

Question 22 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe

2.5.4.1 Contexte

Dans le contexte de la transition énergétique, le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. Dans ce cadre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques,

la CRE a formulé un certain nombre de demandes à Enedis quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur son réseau. Or, les délais de mise en œuvre par le gestionnaire de réseau de certaines des nouvelles actions requises par les textes 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.

2.5.4.2 Evolutions envisagées pour la période du TURPE 6 HTA-BT

Dans sa consultation publique d'octobre 2019, la CRE a interrogé les acteurs sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par Enedis de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

La majorité des acteurs ayant répondu favorablement à cette proposition, la CRE envisage donc de mettre en place un dispositif permettant de pénaliser Enedis en cas de non-respect du délai d'exécution d'une action identifiée comme prioritaire. Le mécanisme envisagé repose sur :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne serait pas figée en début de période tarifaire. Elle 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 ;
- pour chacune de ces actions, un délai d'exécution serait 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 ;
- le non-respect de ce délai entraînerait le versement d'une pénalité : la CRE envisage une pénalité calculée de manière mensuelle, dont le montant serait progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants envisagés à ce stade 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 serait plafonné à 10 M€ par an.

A ce stade, la CRE considère que les actions prioritaires pourraient porter notamment sur :

- le développement des flexibilités : des actions plus précises pourraient incomber à Enedis à l'issue de l'expérimentation Reflex et des appels d'offres en cours relatifs à la mise en œuvre de flexibilités locales. La CRE envisage en particulier à ce stade d'inciter les gestionnaires de réseaux sur la mise en œuvre efficace de la correction des périmètres des responsables d'équilibre dans le cas d'activation de flexibilités ;
- l'adaptation des études de raccordement : prise en compte du caractère contra-cyclique du stockage, optimisation des puissances de raccordement, en particulier pour les IRVE ;
- l'intégration des données Linky dans le calcul de l'indicateur de qualité d'alimentation sur la durée moyenne de coupure des clients BT (critère B).

Question 23 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?

3. NIVEAU TARIFAIRE

3.1 Demande tarifaire d'Enedis et principaux enjeux que l'opérateur y associe

Face aux enjeux qu'il a identifiés pour la période du TURPE 6 HTA-BT (cf. paragraphe 1.4.1), 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 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 couvrir²⁹ de 14 971 M€ en 2021, soit 1 105 M€ (+ 8,1 %) de plus que les dépenses constatées en 2019, puis une hausse moyenne annuelle de + 0,6 %. Cette hausse se traduirait par une évolution tarifaire moyenne de + 3,7 % par an en moyenne sur l'ensemble de la période du TURPE 6 HTA-BT.

Impacts tarifaires du COVID-19

Enedis a communiqué une version mise à jour de sa demande tarifaire en juin 2020 à la CRE, qui intègre notamment une révision de son 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.

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 consultation, 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.

3.2 Charges d'exploitation

Les paragraphes suivants présentent :

- un bilan de la période tarifaire du TURPE 5 HTA-BT sur la base des réalisés des années 2017 à 2019, les charges réalisées de l'année 2020 n'étant pas connues à ce jour. C'est notamment sur la base de ce bilan que sont appréciées les trajectoires des différents postes de charges demandées par Enedis pour la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT ;
- la demande d'Enedis ainsi que les analyses préliminaires de la CRE.

3.2.1 Bilan de la période du TURPE 5 HTA-BT

Charges du système électrique

Les charges du système électrique réalisées sur les années 2017 à 2019, s'élevant en moyenne à 4,7 Mds€/an, se sont révélées supérieures de + 105 M€/an en moyenne (+ 2,3 %) par rapport aux charges prévisionnelles. Cet écart, qui a été en majeure partie couvert *via* le CRCP, s'explique principalement par des charges d'achats des pertes sur le réseau de distribution supérieures aux charges prévisionnelles :

- les charges liées au rachat des pertes sont en effet supérieures de 143 M€/an en moyenne sur la période 2017-2019 par rapport à la trajectoire prévue par le TURPE 5 HTA-BT (+ 15 %), compte tenu principalement d'un prix réalisé supérieur au prix d'achat prévisionnel, notamment lié à l'introduction du mécanisme de capacité (43,5 €/MWh versus 39,1 €/MWh). Ces charges sont couvertes à hauteur de 80 % *via* le CRCP (cf. paragraphe 2.3.1.3) ;

²⁹ Somme des charges de capital normatives, des charges liées au système électrique et des charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique.

- les charges liées au CART d'Enedis (« péage RTE ») réalisées, intégralement couvertes via le CRCP, sont quant à elles très légèrement inférieures à la trajectoire prévisionnelle (écart annuel moyen de -11 M€/an sur la période 2017-2019, soit - 0,3 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle).
- enfin, les charges liées au raccordement des postes sources d'Enedis au réseau de transport, intégralement couvertes via le CRCP, sont en moyenne plus basses de 27 M€/an que la trajectoire fixée par le TURPE 5 HTA-BT (- 40 %), du fait d'abandons et de reports de projets.

Tableau 9. Trajectoire des charges liées au système électrique d'Enedis sur la période 2017-2019

M€courants	2017	2018	2019	2020
Trajectoire TURPE 5 prévisionnelle	4 526	4 663	4 639	4 612
Charges réalisées	4 624	4 767	4 752	
Ecart (réalisé – prévisionnel)	+ 98	+ 104	+ 113	
Ecart (%)	+ 2,2 %	+ 2,2 %	+ 2,4 %	

Charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique)

Sur la période du TURPE 5 HTA-BT, les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique (CNE) supportées par Enedis ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif. L'écart cumulé sur les années 2017-2019 entre la trajectoire réalisée et la trajectoire TURPE 5 est de - 101 M€ (soit - 0,7 %). Sur le périmètre des charges incitées (i.e. n'étant pas incluses au périmètre du CRCP), Enedis a battu la trajectoire tarifaire à hauteur d'environ 62 M€/ an en moyenne sur la période 2017-2019, soit 1,3 %.

Tableau 10. Trajectoire des CNE (hors charges liées au système électrique) d'Enedis sur la période 2017-2019

M€courants	2017	2018	2019	2020
Trajectoire TURPE5 prévisionnelle retraitée de l'inflation réalisée	4 630	4 697	4 715	4 700
CNE réalisées	4 629	4 639	4 673	
Ecart (réalisé – prévisionnel)	- 1	- 58	- 42	
Ecart (%)	0,0 %	- 1,2 %	- 0,9 %	

Synthèse

Les écarts entre la trajectoire prévue et les dépenses effectivement réalisées restent tout à fait mesurés et reflètent d'une part les écarts inévitables entre prévision et réalisation sur une période pluriannuelle, d'autre part les efforts de gestion d'Enedis sur les postes soumis à incitation.

Les trajectoires réalisées pendant le TURPE 5 sont les références principales utilisées par la CRE pour fixer les trajectoires du TURPE 6. De ce fait, les gains de productivité réalisés par Enedis pendant le TURPE 5 bénéficieront aux utilisateurs des réseaux pendant le TURPE 6 et les périodes tarifaires suivantes.

3.2.2 Demande d'Enedis et analyses préliminaires de la CRE

3.2.2.1 Démarche retenue par la CRE

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, les incite à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire TURPE 5 doit être pris en compte pour établir le tarif 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 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro.

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, est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet 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 analyse également en détail les charges d'exploitation ainsi que les investissements « hors réseaux » prévisionnels présentés par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2021-2024). Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- 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 tarif TURPE 6.

Les niveaux réalisés et prévisionnels des charges liées au système électrique, ont quant à eux été analysés directement par les services de la CRE. La CRE s'est notamment assuré de la cohérence des prévisions de volume et de prix utilisées par Enedis.

3.2.2.2 Charges liées au système électrique (toutes au CRCP)

3.2.2.2.1 Demande d'Enedis

Enedis a présenté une demande initiale de 4 974 M€/an en moyenne, qu'il a révisée en juin 2020 à 4 931 M€/an en moyenne. 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. Demande révisée d'Enedis - charges liées au système électrique

M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024
CART	3 616	3 680	3 695	3 725	3 774
Valorisation des pertes	1 096	1 227	1 189	1 158	1 143
Raccordement au réseau de transport (P116)	40	36	42	33	23
Total	4 752	4 944	4 926	4 916	4 939
<i>Evolution</i>		+ 4,0 %	- 0,3 %	- 0,2 %	+ 0,5 %

La demande d'Enedis mise à jour conduirait à une hausse des charges liées au système électrique en 2021 de + 191 M€, soit + 4,0 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges diminueraient ensuite sur la période 2021-2024 de - 0,02 % en moyenne par an. Les principaux déterminants de la hausse demandée par Enedis sont :

- les charges relatives à l'achat des pertes, en hausse en 2021 de + 131 M€ par rapport au réalisé 2019 (soit + 12 %), notamment en raison d'hypothèses de prix de l'électricité à la hausse, 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	24,7	24,0	23,5	23,5
Montant (M€)	1 096	1 227	1 189	1 158	1 143
Prix unitaire (€/MWh)	44,3	49,6	49,5	49,3	48,6

- les charges liées à l'accès au réseau de transport, en hausse en 2021 de + 1,8 %, soit + 64 M€ par rapport au réalisé de 2019. Cette trajectoire s'appuie sur l'hypothèse d'une évolution du TURPE HTB à l'inflation au 1^{er} août 2021 puis d'une indexation annuelle suivant l'inflation tout au long de la période TURPE 6.

3.2.2.2 Analyse et synthèse des ajustements envisagés par la CRE

S'agissant des charges liées au système électrique, qui se décomposent en trois postes distincts, tous au CRCP, la CRE :

- n'envisage pas, à ce stade, d'ajuster la trajectoire présentée par Enedis s'agissant des charges liées aux achats d'énergie en compensation des pertes (1 179 M€/an en moyenne) et des charges de raccordement des postes sources au réseau de transport (34 M€/an en moyenne). En effet, la CRE estime que les hypothèses retenues par Enedis sont pertinentes. En particulier, s'agissant des charges liées aux pertes, la CRE considère que les estimations de volumes acheminés et de coûts de l'énergie demandés par Enedis sont pertinentes. Par ailleurs, la CRE s'est assurée que les gains apportés par le déploiement des compteurs évolués, sur le volume de pertes non techniques, sont intégrés dans les trajectoires proposées par Enedis (cf. paragraphe 3.3.2.3.3). Dans sa délibération finale, la CRE ajustera, le cas échéant, les hypothèses de prix de l'électricité en fonction des prix de marché observés ;
- considère que 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. En revanche, la trajectoire d'Enedis se fonde sur une évolution du TURPE HTB à l'inflation. La CRE a donc réévalué les charges liées au CART en cohérence avec les fourchettes présentées dans la consultation publique sur le TURPE 6 HTB du 1^{er} octobre 2020. Il en résulte des charges de CART annuelles moyennes pour Enedis comprises entre 3 698 M€ (- 0,5 % par rapport à la demande d'Enedis) et 4 040 M€ (+ 8,6 % par rapport à la demande d'Enedis) par an sur la période.

En synthèse, les charges globales liées au système électrique pour la période du TURPE 6 HTA-BT pourraient ainsi être comprises entre 4 911 M€ par an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de + 3,8 % et évolution annuelle moyenne de - 0,2 % sur la période 2021-2024) et 5 253 M€ par an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de + 6,5 % et évolution annuelle moyenne de + 2,6 % sur la période 2021-2024). Cette fourchette est uniquement due à la prise en compte de la fourchette de péage RTE, en lien avec les bornes haute et basse du niveau du TURPE 6 HTB.

Les trajectoires possibles résultant de cette analyse se présentent ainsi :

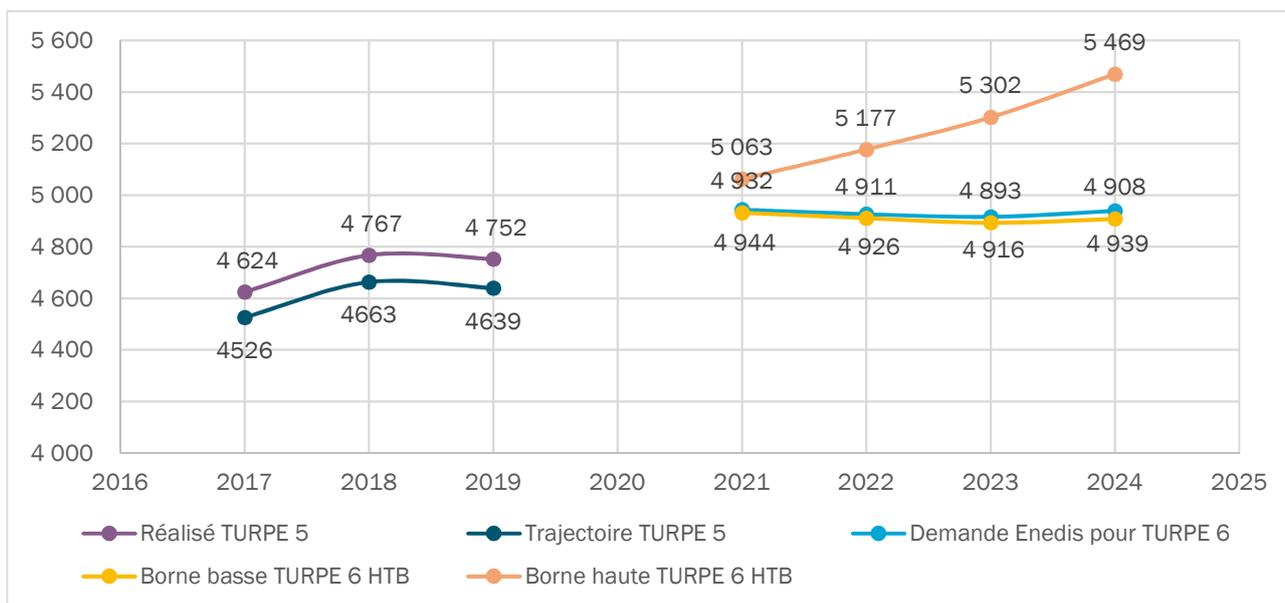


Figure 15. Trajectoires des charges liées au système électrique d'Enedis (M€courants)

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

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

3.2.2.3.1 Demande d'Enedis

Enedis a présenté une demande initiale de 4 771 M€/an en moyenne, qu'il a révisée en juin 2020 à 4 786 M€/an en moyenne. La révision demandée par Enedis porte sur la prise en compte de l'arrêté du 12 mai 2020³⁰, qui modifie le code de l'énergie conformément à la loi d'orientation des mobilités du 26 décembre 2019³¹ et augmente le taux de réfaction pour les bornes de recharges ouvertes au public et pour les ateliers de charge affectés à des services de transports en commun de 40% à 75%. Il en découle pour Enedis une diminution des recettes de raccordement prévisionnelles et un transfert vers le TURPE de l'ordre de 15 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6.

Les CNE hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2021 de + 144 M€, soit + 3,1 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges diminueraient ensuite sur la période 2021-2024 de - 0,5 % en moyenne par an.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors charges liées au système électrique présentées par Enedis pour la période TURPE 6 HTA-BT 2021-2024 sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 13. 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 initiale	4 673	4 798	4 795	4 748	4 742	4 771
CNE hors charges liées au système électrique - demande révisée	4 673	4 816 + 3,1 %	4 820 + 0,1 %	4 757 - 1,3 %	4 748 - 0,2 %	4 786
<i>Evolution (%)</i>						
- dont Achats et services (hors production immobilisée)	2619	2 468	2 435	2 423	2 466	2 448
- dont Charges de personnel	2798	2 917	2 934	2 944	2 967	2 940
- dont Main d'œuvre immobilisée	- 650	- 694	- 696	- 707	- 700	- 699
- dont Impôts et taxes	754	806	823	837	849	829
- dont Autres charges d'exploitation	284	445	440	440	452	444
- dont Produits extratarifaires	- 1 133	- 1 126	- 1 115	- 1 180	- 1 286	- 1 177

Les principaux postes expliquant la marche 2019 - 2021 dans la demande d'Enedis sont les suivants :

- les charges de personnel, en hausse de + 4,2 %, soit + 118 M€, principalement en raison d'une augmentation des charges de pension ;
- les impôts et taxes, en hausse de + 6,9 %, soit + 52 M€, compte tenu des évolutions de la contribution économique territoriale (CET) et des impôts et taxes sur rémunérations ;
- 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 informatiques et télécom, en hausse de + 7,8 %, soit 35 M€, résultat d'une croissance des développements SI ;
 - les achats de prestations de service (hors immobilier et SI), en baisse de - 12,4 %, soit - 87 M€, en lien notamment avec la fin de la relève à pied permise par Linky ;
- la hausse de la production immobilisée, de + 6,7 %, soit + 43 M€ sur les charges nettes d'exploitations ;
- au sein des autres charges d'exploitation :
 - la hausse des dotations nettes aux provisions (+ 135 M€, soit + 106 %), conséquence mécanique de la reprise exceptionnelle relative aux dotations FPE qui a été effectuée en 2019 ;

³⁰ Arrêté du 12 mai 2020 relatif à la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public et des ateliers de charge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables affectés à des services de transport public routier de personnes

³¹ Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités

- o la hausse des « autres produits et charges » (+ 48 M€, soit + 129 %), catégorie composée de divers sous-postes de charges en hausse (redevances de logiciels, avoir des fournisseurs relatifs à la part acheminement des impayés...).

3.2.2.3.2 Synthèse des résultats de l'audit externe

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par Enedis le 7 avril 2020. A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les CNE d'Enedis sur la période TURPE 6 :

Tableau 14. Trajectoire des CNE hors charges liées au système électrique proposée par l'auditeur

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024
Trajectoire de CNE hors charges liées au système électrique demandée par Enedis (dossier tarifaire initial)	4 673	4 798	4 795	4 748	4 742
Trajectoire auditeur		4 657	4 618	4 567	4 488
Ecart avec la demande d'Enedis		-142	-178	-181	- 255

Les ajustements préconisés par l'auditeur portent principalement sur les rubriques *Achats et services* (29 % du niveau de l'ajustement total), *Charges de personnel* (28 %) et *Autres charges d'exploitation* (38 %). Ces ajustements se répartissent comme ci-après.

Hypothèses d'indexation :

Les postes de charges et de produits évoluent du fait de différents effets prix, détaillés par la suite, notamment d'inflation. Selon le poste considéré, Enedis a recouru à différentes hypothèses d'inflation :

- la majorité des trajectoires de CNE ont été construites sur la base du plan moyen-terme (PMT) 20-23 d'Enedis, qui reposait sur l'hypothèse d'inflation suivante :

En %	LE3 2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

- Pour la valorisation des avantages au personnel, la chronique utilisée par Enedis est celle fournie par le Groupe à date de finalisation du PMT :

En %	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

- Enfin en ce qui concerne la demande tarifaire relative aux évolutions des rémunérations, Enedis s'est calée sur une hypothèse de salaire national de base (SNB) (cf. infra) proportionnelle à la chronique d'inflation suivante, basée sur le projet de loi de finances (PLF) pour l'année 2020 et les prévisions du Fonds monétaire international (FMI) pour les années suivantes :

En %	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation	1,0	1,4	1,6	1,7	1,7

L'auditeur a harmonisé les indices d'inflation utilisés par Enedis sur la base de la dernière chronique sus-citée (issue du PLF pour l'année 2020 et des prévisions du FMI pour les années suivantes). Indépendamment des ajustements recommandés par l'auditeur, cette opération aboutirait à une baisse mécanique cumulée des CNE de 18 M€/an en moyenne sur la période 2021-2024, soit 0,4% de la demande totale d'Enedis.

La CRE révisera les hypothèses d'inflation avant publication du tarif selon les dernières prévisions disponibles.

Achats et services (nets de la production immobilisée) :

La trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ 55 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 2,2 %). Les ajustements préconisés portent principalement sur les postes *SI et Telecom* (- 21 M€/an en moyenne, - 4,2 %),

Autres achats (- 10 M€/an en moyenne, - 30,9 %), *Immobilier* (- 9 M€/an en moyenne, - 2,7 %) et *Tertiaire et prestations* (- 8 M€/an en moyenne, - 1,4 %).

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. 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 53 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 1,8 %). 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 (- 20 M€/an en moyenne, - 1,3 %) résulte d'une hypothèse de trajectoires de taux SNB/GVT³² 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 (- 13 M€/an en moyenne, - 4,2 %) 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 ;
- enfin, l'ajustement portant sur le poste *Cadres dirigeants et non statutaires* (- 11 M€/an en moyenne, - 9,5 %) 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.

Autres charges d'exploitation :

Ce poste augmente fortement dans la demande tarifaire d'Enedis.

La trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ - 72 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 16,2 %). 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, - 31,1 %) proposé par l'auditeur vise à inciter Enedis à améliorer sa performance sur ce poste, qui contient notamment les indemnités pour coupure longue (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, - 27,6 %) 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 (- 10 M€/an en moyenne, -14,9 %) se décompose en deux parties distinctes :
 - l'auditeur considère que le niveau historique 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, -107,5 %) 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 majoration exceptionnelle de la redevance de concession occasionnée par la signature de l'avenant au protocole de Montpellier³³ dont les charges associées sont clairement identifiées par ailleurs, l'auditeur fixe l'ensemble des dotations concernées par ce poste à 0.

³² 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.

³³ 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

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'investissements 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 investissements³⁴.

S'agissant du poste **SI et Télécommunications**, la trajectoire proposée par l'auditeur est inférieure d'environ - 33 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (-4,3 %). 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 (- 21 M€/an en moyenne, -4,2 %) et les investissements associés au poste SI et Télécoms (- 12 M€/an en moyenne, - 4,6 %).

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 :

- sur les charges d'exploitation, à une trajectoire inférieure de - 10 M€/an en moyenne (- 2,6 %) 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 - 5 M€/an en moyenne (- 6,6 %) à celle demandée par Enedis. Cet ajustement sur les investissements résulte de :
 - - 23 M€/an sur les années 2023 et 2024, 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 à ce stade ;
 - + 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 productivité de l'opérateur :

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a apprécié les charges et produits sur la base d'une analyse globale des CNE, en mesurant l'évolution de la productivité globale d'Enedis au travers des CNE par kilomètre (km) de ligne et par client. L'auditeur a comparé le niveau de productivité réalisé sur la période 2017-2019 aux niveaux de productivité prévisionnels correspondant à la demande tarifaire d'Enedis ainsi qu'à la proposition ajustée de l'auditeur (à périmètre d'activité constant³⁵).

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.

³⁴ 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.

³⁵ L'auditeur a retraité des CNE l'effet du projet Linky ainsi que l'ensemble des charges et recettes résultant de contraintes exogènes et imprévisibles : FPE (charges et dotations nettes), contributions au raccordement, redevances de concession et effets des aléas climatiques.

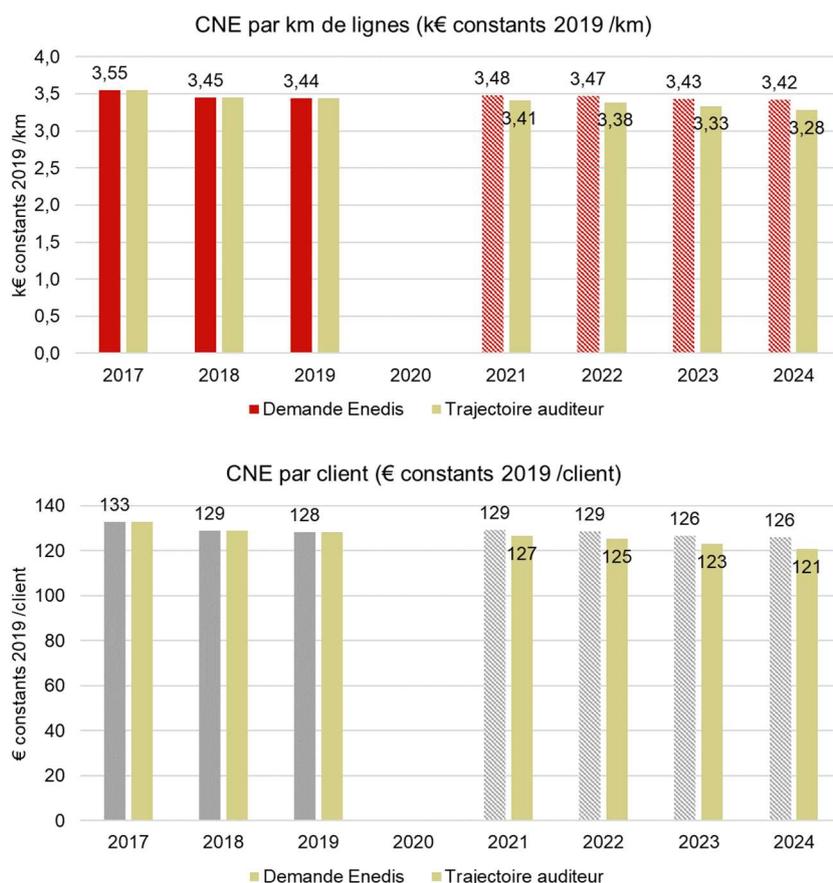


Figure 16. Analyse de l'évolution de la productivité d'Enedis

En prenant en compte les ajustements qu'il propose dans son analyse poste à poste, la trajectoire de charges d'Enedis permet une amélioration de la performance de l'opérateur entre 2019 et 2024.

L'auditeur en conclut qu'il n'était pas nécessaire d'appliquer un facteur d'efficacité supplémentaire à la trajectoire résultant des ajustements préconisés.

La trajectoire globale résultant des ajustements recommandés par l'auditeur est ainsi inférieure d'environ - 189 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (- 4 %).

3.2.2.3.3 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 26 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. 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 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 ont été analysés par l'auditeur, afin de s'assurer qu'ils soient dûment restitués aux consommateurs sur la période du TURPE 6. La prise en compte de ces gains est d'autant plus importante que la période du TURPE 6 verra le début de l'apurement du compte régulé de lissage (CRL) Linky (à partir de 2023).

Afin d'évaluer la réalité de ces gains, le consultant s'est appuyé sur 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). Le consultant ne recommande donc pas d'ajustement sur ce point.

Tableau 15. Gains Linky hors PNT

M€ Courant	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Impact OPEX (BP 2014 retraité)	-77	-104	-76	-22	67	129	147	159	223
Impact OPEX réalisé ou prévisionnel	-66	-66	-43	-35	42	136	181	197	346
Ecart	11	38	33	-13	-25	7	34	38	123

Les gains de charges d'exploitation (hors PNT) apportés par le programme Linky par rapport à l'année 2019 sont de 85 M€ 2021, et de 52 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 6 (2021 - 2024). Ces gains, qui se matérialisent principalement entre 2022 et 2024, expliquent à eux seuls le fait que la trajectoire des charges d'exploitation d'Enedis soit orientée à la baisse pendant le TURPE 6.

En revanche, pour les PNT, les objectifs globaux demeurent non atteints par rapport au plan d'affaires retraité, alors que les coûts évités liés à la réduction des pertes non techniques constituaient le poste de gain le plus important du projet (avec un objectif initial de réduction de -3 TWh 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, à ce stade, 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).

Tableau 16. Gains Linky totaux

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/prévisionnel)	9	22	36	56	81	113	140	154	609
Ecart	- 11	- 21	- 38	- 52	- 61	- 41	- 19	- 7	- 249

La CRE estime donc que les gains Linky devraient être en ligne avec ceux du plan d'affaires dès la fin de la période TURPE 6 et n'envisage donc pas d'ajustement complémentaire de la demande tarifaire d'Enedis.

3.2.2.3.4 Ajustements complémentaires envisagés par la CRE

Mécanisme d'assurance tempête

La CRE a procédé à l'analyse de la mise à jour tarifaire, transmise par Enedis le 16 juin 2020, qui ne modifie que de manière marginale la trajectoire des charges d'exploitation pour la période 2021-2024, mais dans laquelle Enedis demande une modification de la couverture des coûts associés aux aléas climatiques de forte intensité.

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 propose 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 (- 18 M€/an).

La CRE est à ce stade favorable à la demande d'Enedis de ne pas reconduire son contrat d'assurance et elle envisage 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.

Au global, cet ajustement conduirait donc à une baisse de 18 M€/an de la demande initiale d'Enedis (3,1 % du poste *Tertiaire et prestations*, qui contient les achats de services juridiques et d'assurances).

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

3.2.2.3.5 Synthèse des ajustements envisagés

La demande d'Enedis conduirait à une hausse de 3,1 % en 2021 des charges d'exploitation à couvrir par le TURPE 6 par rapport au niveau des charges constatées en 2019, suivie d'une baisse de 0,5 % en moyenne par an sur 2021-2024.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande d'Enedis ne peut être retenue en l'état.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction de l'appréciation portée par la CRE sur la trajectoire demandée par Enedis et sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

Dans la présente consultation publique, le niveau des charges nettes d'exploitation d'Enedis envisagé est compris entre une « borne haute », correspondant à la demande d'Enedis ajustée pour tenir compte du mécanisme envisagé par la CRE pour la couverture des aléas climatiques, et une « borne basse » établie sur la base :

- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation d'Enedis ;
- des ajustements complémentaires envisagés à ce stade par la CRE sur la couverture des aléas climatiques de forte intensité.

De ce fait, l'écart entre les bornes basse et haute est en moyenne de 4,3 % :

- la borne basse varie entre 4 657 M€ en 2021 et 4 476 M€ en 2024, soit 4 579 M€/an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de - 0,3 % et évolution annuelle moyenne de - 1,3 % sur la période 2021-2024) ;
- la borne haute varie entre 4 816 M€ en 2021 et 4 748 M€ en 2024, soit 4 786 M€/an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de + 3,1 % et évolution annuelle moyenne de - 0,5 % sur la période 2021-2024).

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation sont présentées sur la figure ci-après :

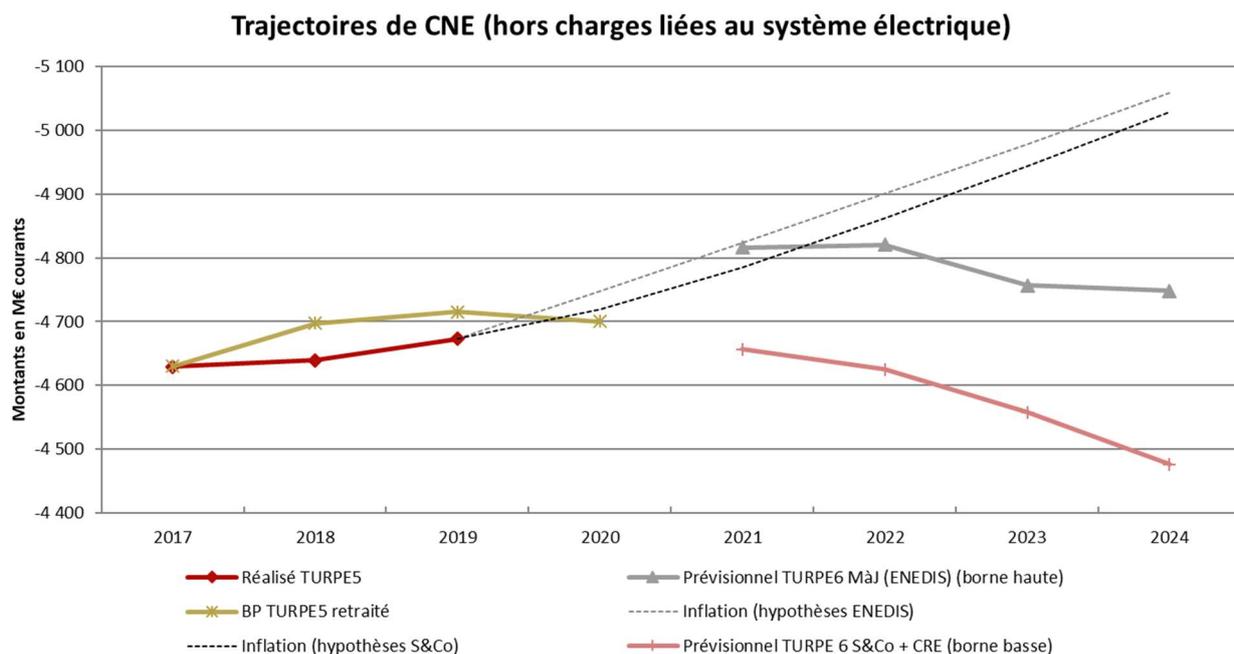


Figure 17. Trajectoires des CNE hors charges liées au système électrique d'Enedis

La CRE rappelle ici que les trajectoires des charges d'exploitation d'Enedis sont orientées à la baisse pendant le TURPE 6 du fait de la matérialisation progressive des gains d'efficacité permis par le programme Linky.

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

3.2.2.4 Synthèse des charges d'exploitation

Dans le tableau suivant, la CRE présente les bornes haute et basse des charges d'exploitation d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT :

- pour les charges liées au système électrique : la CRE a retenu le niveau des charges de CART d'Enedis (« péage » RTE), issu du scénario illustratif de la consultation publique relative au TURPE 6 HTB du 1^{er} octobre 2020. Ce niveau est purement illustratif et ne préjuge en rien du niveau qui sera in fine retenu dans la future délibération tarifaire relative au TURPE 6 HTB. De même, la trajectoire de charges liées à la valorisation des pertes pourra évoluer d'ici la délibération finale afin de prendre notamment en compte des données les plus récentes relatives aux prix de marché.

Tableau 17. Charges liées au système électrique pour la période du TURPE 6 HTA-BT

Charges liées au système électrique (moyenne annuelle TURPE 6)	M€ _{courants}
CART	3 869
Valorisation des pertes	1 179
Raccordement au réseau de transport (P116)	34
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION (charges liées au système électrique)	5 082

- pour les charges hors charges liées au système électrique : la CRE a retenu les bornes haute et basse présentées précédemment.

Tableau 18. Bornes haute et basse des charges d'exploitation d'Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT

En M€ _{courants} (moyenne annuelle TURPE6)	Borne basse : ensemble des ajustements retenus	Borne haute : demande d'Enedis
Achats et services (nets de production immobilisée)	2 375	2 430
Charges de personnel	2 887	2 940
Main d'œuvre immobilisée	- 692	- 699
Impôts et taxes	816	829
Autres charges d'exploitation	372	444
Produits extratarifaires	- 1 180	- 1 177
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION (hors charges liées au système électrique)	4 579	4 768
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION (charges liées au système électrique)	5 082	
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION TOTALES	9 660	9 849

3.3 Paramètres de rémunération

3.3.1 Demande d'Enedis

La demande d'Enedis a été établie sur la base :

- d'une marge sur actif de 2,9 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celle du tarif actuel (2,5 %) ;
- d'un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 2,4 % (nominal, avant impôts) en baisse par rapport à celui du tarif actuel (4,0 %), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 5,3 % contre 6,5 % actuellement ;
- d'un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 1,7 % (nominal, avant impôts) en baisse par rapport à celui du tarif actuel (3,0 %), portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux des emprunts financiers + marge sur actif) à 4,6 % contre 5,5 % actuellement.

Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude sollicitée par Enedis auprès d'un consultant externe. Plus particulièrement, Enedis demande une révision à la hausse du bêta de l'actif, à 0,40 contre 0,34 dans le tarif actuel. Enedis justifie cette hausse par (i) l'accroissement des besoins d'investissements et d'adaptation du réseau, (ii) les changements des cadres de régulation, législatif et concessionnaire, (iii) les risques opérationnels notamment liés à l'aléa climatique et (iv) la restructuration du fonctionnement historique des réseaux.

3.3.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du TURPE 6 HTA-BT, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul des taux de rémunération d'Enedis. Dans cet objectif, elle a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse de la demande de rémunération d'Enedis et des conclusions de son conseil.

Les travaux menés par le consultant se sont déroulés entre mai et juillet 2020. Le rapport du consultant est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

3.3.3 Fourchette de taux de rémunération envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir, pour le TURPE 6 HTA-BT, la demande de marge sur actif d'Enedis (2,9 %, nominal avant impôts). Enedis appuie sa demande sur une hausse significative du bêta de l'actif que la CRE n'envisage pas de retenir.

Pour le TURPE 6 HTA-BT, la CRE s'oriente à ce stade vers une valeur :

- de marge sur actif qui pourrait être comprise entre 2,4 % et 2,5 % (nominal, avant impôts) ;
- de taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés qui pourrait être compris entre 2,1 % et 2,5 % (nominal, avant impôts), équivalente à une rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) comprise entre 4,5 % et 5,0 % ;

- de taux de rémunération additionnel des emprunts financiers qui pourrait être compris entre 1,6 % et 1,8 % (nominal, avant impôts), équivalente à une rémunération totale des emprunts financiers (taux des emprunts financiers + marge sur actif) comprise entre 3,9 % et 4,3 %.

Ces fourchettes prennent notamment en compte :

- l'impact de la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt sur les marchés, par rapport aux niveaux qui prévalaient au moment de la fixation du TURPE 5 HTA-BT ;
- la baisse anticipée du taux d'imposition sur les sociétés.

Comme exposé dans la partie 2.2.1, compte-tenu du fort niveau d'incertitude relatif à l'environnement économique actuel, la CRE envisage d'étendre aux modalités de sa rémunération la clause de rendez-vous existant dans le tarif en vigueur qui peut être activée par Enedis afin de réviser la couverture de ses charges d'exploitation pour les deux dernières années de la période tarifaire.

Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du TURPE 6 distribution et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés tels que prévus par le projet de loi de finances ?

3.4 Investissements et charges de capital normatives

3.4.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire de dépenses d'investissements d'Enedis sur 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 232 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 3 725 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient en moyenne de 3 264 M€ par an (soit + 13 %) au cours de la période 2017-2019.

Au global, Enedis présente une trajectoire de dépenses d'investissements en baisse sur la période TURPE 6, avec des dépenses moyennes annuelles de 3 957 M€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 4 006 M€ par an au cours de la période TURPE 5 (soit - 1 %).

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

Tableau 19. Trajectoires de dépenses d'investissements d'Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle TURPE 6	Moyenne annuelle 2017-2019
<i>Raccordement et renforcement</i>	1623	1625	1624	1690	1854	1698	1499
<i>Gestion des contraintes réglementaires</i>	445	442	426	439	425	433	421
<i>Outils de travail et moyens d'exploitation</i>	365	472	456	434	478	460	358
<i>Renouvellement, Qualité & Modernisation du réseau (Qualité et Smart Grids autre que Linky)</i>	999	1074	1100	1151	1211	1134	986
Investissements totaux bruts hors Linky	3432	3613	3606	3714	3968	3725	3264
Investissements totaux bruts du projet Linky	822	487	184	136	119	232	742
Investissements totaux bruts	4254	4100	3789	3850	4087	3957	4006

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

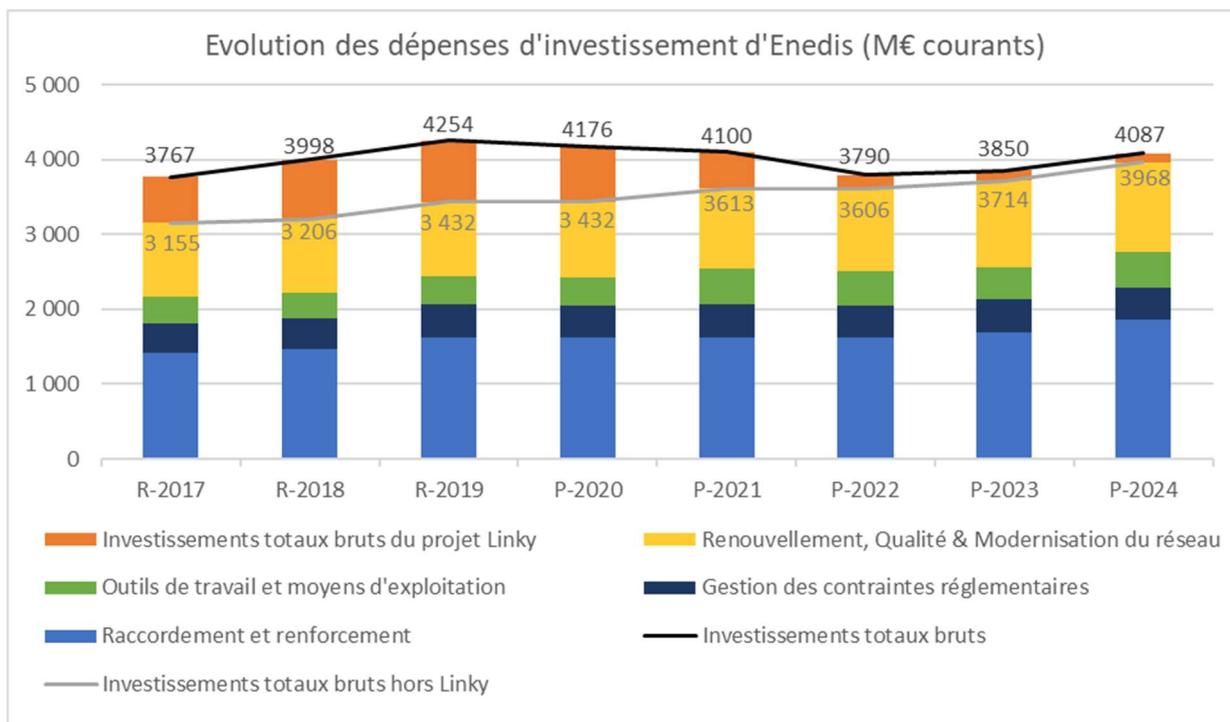


Figure 18. Evolution des dépenses d'investissements d'Enedis sur la période 2017-2024

S'agissant des dépenses d'investissement hors Linky, la trajectoire d'investissements 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** (1 698 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 1 499 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 13 %) : 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 relative stabilité des investissements liés **à la gestion des contraintes réglementaires** (433 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 421 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 3 %) ;
- une forte hausse des investissements liés **aux outils de travail et moyens d'exploitation** (460 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 358 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 28 %) : 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** (1 134 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 986 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 15 %) : 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.

La trajectoire de dépenses d'investissement demandée par Enedis aboutirait à l'évolution suivante de la BAR d'Enedis sur les périodes TURPE 6 et 7 :

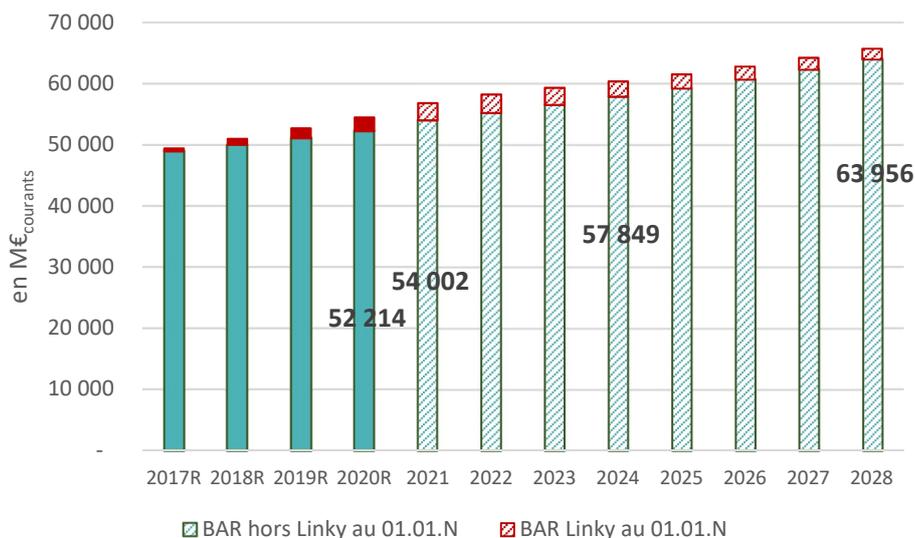


Figure 19. Evolution de la BAR d'Enedis (en M€ courants au 1^{er} janvier de l'année N)

Entre 2020 et 2028, la BAR d'Enedis augmenterait de + 22 %.

3.4.2 Trajectoire des charges de capital

La trajectoire d'investissements présentée précédemment, associée à la méthode de rémunération en vigueur et à la marge sur actif de 2,9 % demandée par Enedis, conduisent à ce que la demande d'Enedis se traduise par la trajectoire de charges de capital normatives, hors projet Linky, suivante :

Tableau 20. Trajectoires de BAR et de CCN d'Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle TURPE 6
Trajectoire de BAR d'Enedis, hors Linky, au 01.01.N	51 043	54 002	55 220	56 526	57 849	55 899
Demande de CCN d'Enedis, hors Linky (marge sur actif à 2,9 %)	4 110	4 389	4 516	4 700	4 841	4 612

3.4.3 Analyse préliminaire de la CRE

3.4.3.1 Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissements d'Enedis se divisent en deux catégories, les dépenses d'investissements dans les réseaux et les dépenses dites « hors réseaux ».

Enedis prévoit une hausse sur la période TURPE 6 de ses dépenses d'investissements dans les réseaux, hors projet Linky (3 265 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 contre 2 906 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 12 %).

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'ajustement sur la trajectoire proposée par Enedis pour les dépenses d'investissements dans les réseaux. Elle considère que les hausses prévues par Enedis sont cohérentes avec le rôle qu'Enedis doit jouer dans l'accompagnement de la transition énergétique. Si ces hausses ne se réalisent pas, les utilisateurs des réseaux bénéficieront des économies correspondantes puisque les charges de capital « réseaux » sont couvertes à 100 % au CRCP.

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

Par ailleurs, les investissements dans les réseaux d'Enedis font l'objet d'une régulation incitative spécifique sur les coûts unitaires, décrite au paragraphe 2.3.2.1.

S'agissant des investissements dits « hors réseaux » au sens de la régulation incitative en vigueur (cf. paragraphe 2.3.2.2), qui couvrent l'immobilier, les systèmes d'information³⁶ et les véhicules légers, ceux-ci ont été intégrés dans le périmètre des charges auditées par l'auditeur. Ce poste constitue un enjeu important pour le TURPE 6, dans la mesure où Enedis a présenté une demande globale en forte hausse (382 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 HTA-BT contre 311 M€/an sur la période TURPE 5, soit + 23 %), justifiée selon l'opérateur par la nécessité de faire évoluer profondément son système d'information et par des projets immobiliers et d'évolution de sa flotte de véhicules conséquents.

Tableau 21. Trajectoires d'investissements "hors réseaux" d'Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT

M€ courants	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24	Moyenne 17-19
Systèmes d'information	237	260	271	248	279	265	229
Immobilier	52	94	71	76	80	80	54
Véhicules	30	36	36	35	43	38	29
Total investissements « hors réseaux » - Demande Enedis	319	390	378	359	402	382	311

Les trajectoires d'investissements « hors réseaux » demandées par Enedis sont incluses dans la catégorie « Outils de travail et moyen d'exploitation » de sa trajectoire prévisionnelle globale d'investissement.

L'analyse et les recommandations de l'auditeur concernant les trajectoires d'investissements à retenir, sur le périmètre « hors réseaux » pour la période TURPE 6, sont détaillées dans la section 3.2.2.3.2. En synthèse, l'auditeur propose d'ajuster les trajectoires d'investissements « hors réseaux » d'Enedis à la baisse de - 17 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6 : - 12 M€/an sur les SI, - 5 M€/an sur l'immobilier et aucun ajustement sur les véhicules légers. Cet ajustement correspond à environ 5 % de la demande d'Enedis sur la période.

Pour rappel, l'auditeur motive ses propositions d'ajustement de la manière suivante :

- concernant le poste SI et Télécommunications : l'ajustement sur les investissements « hors réseaux » proposé par le consultant (- 12 M€/an, soit 5 % de baisse par rapport à la demande moyenne d'Enedis) résulte d'un ajustement global sur le périmètre des charges d'exploitation et des investissements qui permet à Enedis d'augmenter ses dépenses globales de SI sur la période TURPE 6, tout en visant d'atteindre en 2024 le même niveau de dépenses que celui de 2019. Cet ajustement global est ensuite réparti de manière proportionnelle entre les charges d'exploitation et les investissements ;
- concernant le poste Immobilier : l'ajustement sur les investissements « hors réseaux » proposé par le consultant (- 5 M€/an, soit 7 % de baisse par rapport à la demande moyenne d'Enedis) résulte principalement du décalage à la période TURPE 7 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 à ce stade ;
- concernant le poste Véhicules : l'auditeur ne propose pas d'ajustement, considérant que la hausse liée à l'électrification du parc de véhicules légers d'Enedis est compensée par des efforts de productivité sur le dimensionnement de ce parc.

La trajectoire recommandée par l'auditeur pour les dépenses d'investissement « hors réseaux » d'Enedis pour le TURPE 6, est synthétisée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 22. Trajectoires d'investissements "hors réseaux" proposées par l'auditeur pour la période du TURPE 6 HTA-BT

M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21-24
Systèmes d'information	258	259	240	253	253
Immobilier	95	79	61	65	75
Véhicules	36	36	35	43	38
Total investissements « hors réseaux » - Proposition auditeur	389	374	336	361	365

³⁶ A l'exception des projets dits « hors socle », relatifs notamment au déploiement des compteurs Linky.

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

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

3.4.3.2.1 Contexte et travail préparatoire mené par Enedis

L'article 176 de la loi ELAN³⁷ 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, il est précisé que 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 en tant que GRD.

La mise en œuvre de cette disposition législative a nécessité un travail préparatif de la part d'Enedis concernant les axes suivants :

- 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 » concession³⁸ : 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 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 13³⁹. 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 d'amortissement des colonnes. 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. La fin de l'intégration de l'ensemble des 768 000 colonnes estimées par Enedis hors concession (dites colonnes « Elan ») est prévue pour fin 2020. Enedis estime la valeur

³⁷ Loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

³⁸ 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.

³⁹ 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*.

nette comptable de ces colonnes à 497 M€, qui viendront augmenter la BAR d'Enedis, mais pas les capitaux propres régulés.

Enedis estime l'impact tarifaire de cette intégration à +32 M€/an (selon la méthode de rémunération actuellement en vigueur avec une marge sur actif à 2,5 %) :

- + 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.

3.4.3.2.2 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 décidé de faire 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 est publié sur le site de la CRE dans le cadre de la présente consultation publique.

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 renouvelées 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 de 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.

3.4.3.2.3 Analyse préliminaire 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.

Toutefois, la CRE partage à ce stade la plupart des conclusions de l'auditeur. Elle considère que certaines des conventions retenues par Enedis tendent, de façon non justifiée, à augmenter la valeur totale des colonnes « hors concession » qui seront intégrées, pour l'essentiel, 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.

Si Enedis retenait ses hypothèses initiales et ne rectifiait pas son inventaire en conséquence (cf. détails des modifications en annexe 4) avant l'intégration comptable à fin novembre 2020 des colonnes « hors concession », la CRE 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.

Ces ajustements impliqueraient que 159 000 colonnes, sur les 768 000 « hors concession » dénombrées par Enedis, passeraient du statut « hors concession » au statut « en concession ». Cette diminution du nombre de colonnes « hors concession » ainsi que le vieillissement du parc de colonnes « hors concession » induiraient une baisse de la VNC des colonnes à intégrer à la BAR estimée à 121 M€.

S'agissant des 4 000 colonnes post-CDC 92 qui sont comptabilisées « hors concession », Enedis indique qu'elles correspondent à des demandes de conservation de la propriété des colonnes par les propriétaires d'immeubles lors de la rénovation. La CRE considère à ce stade que cet argument est pertinent et n'envisage donc pas de demander à Enedis de modifier le statut de ces colonnes, sous réserve cependant qu'Enedis soit en mesure de fournir les justificatifs correspondants.

Valorisation des colonnes « hors concession »

En ce qui concerne la valorisation des colonnes « hors concession », la CRE partage à ce stade les conclusions de l'auditeur et considère que les hypothèses retenues par Enedis conduiraient une hausse discutable des charges de capital liées à l'intégration des colonnes montantes. La CRE considère à ce stade 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 en fonction de la nature historique de ces colonnes, entre colonnes en concession et hors concession.

Enedis ayant déjà intégré certaines colonnes « hors concession » à son bilan comptable, selon ces hypothèses, la CRE envisage de procéder à un retraitement extra-comptable pour calculer les CCN associées aux colonnes montantes : chaque année, à compter de 2021, la CRE retiendrait alors une valorisation des colonnes montantes « hors concession » cohérente avec les valeurs comptables des colonnes « en concession ». Cet ajustement, une fois l'ensemble des colonnes « Elan » intégrées, induirait, à méthode de rémunération et paramètres actuellement en vigueur (soit une marge sur actif à 2,5%), une baisse de la VNC des colonnes à intégrer à la BAR d'Enedis estimée à 73 M€. 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 prend acte de la décision d'Enedis qui est fondée sur une analyse des possibilités techniques de ces actifs, et elle envisage donc de prendre en compte cette modification pour calculer les charges de capital d'Enedis.

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

3.5 CRCP au 1er janvier 2021

Dans son dossier tarifaire initial, Enedis a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2020 à 421 M€. Dans le cadre de la mise à jour de son dossier tarifaire en juin 2020, Enedis a actualisé ce montant pour tenir compte notamment des conséquences de la crise sanitaire sur les prévisions de consommations. Le solde du CRCP au 31 décembre 2020 est ainsi estimé à 573 M€ à reverser par le tarif à Enedis, dont 285 M€ de solde du CRCP au 1^{er} janvier 2020 (reliquats de CRCP antérieurs) et 288 M€ de CRCP provisoire 2020. Ce dernier est composé principalement :

- de 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 ;
- de charges liées à l'achat des pertes supérieures de 226 M€ aux prévisions, en raison d'un coût de l'électricité sur la période TURPE 5 (44 €/MWh) supérieur aux prévisions utilisées pour 2020 lors de l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT (39 €/MWh) ;
- de contributions au Fonds de Péréquation de l'Electricité 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 2012-2017⁴⁰ ;
 - une charge liée à la méthode forfaitaire pour l'année 2020 évaluée à 28 M€ ;
 - des dotations FPE pour EDF SEI, EDM, Gérédis et EEFW 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 ;
- de charges d'accès au réseau public de transport inférieures de 170 M€, du fait de la baisse des soutirages d'Enedis sur le réseau RTE ;
- de charges de capital inférieures de 132 M€ aux prévisions. Cet écart s'explique principalement par un coût de programme Linky moins important que prévu ce qui entraîne un niveau d'amortissements et une assiette de rémunération plus faibles que prévus. Un éventuel retard dans l'exécution de son programme d'investissements 2020 n'a pas été chiffré par Enedis à ce stade ;
- d'une pénalité globale de 28 M€ associée à la régulation incitative des pertes.

Tableau 23. Solde prévisionnel du CRCP au 1er janvier 2021

	Montant (M€ ₂₀₂₀)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2020	285
Ecarts prévisionnels sur les postes inclus au périmètre du CRCP	415
<i>dont écart anticipé sur les recettes tarifaires</i>	486
<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
Apurement prévisionnel du CRCP au cours de l'année 2020	- 128
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	15
Solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2021	588

⁴⁰ 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

La CRE propose de reconduire la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le TURPE 5. Elle envisage ainsi de rembourser le solde du CRCP du TURPE 5 actualisé au taux sans risque au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du TURPE 6 HTA-BT, soit un montant de 153 M€ par an qui viendra s'ajouter aux charges à couvrir. Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

3.6 Revenu autorisé

3.6.1 Demande d'Enedis

Le tableau ci-dessous synthétise l'évolution du revenu autorisé demandé par Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT.

Tableau 24. Evolution du revenu autorisé demandé par Enedis pour le TURPE 6 HTA-BT

En M€ courants	2021	2022	2023	2024
Charges liées au système électrique	4 944	4 926	4 916	4 939
Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	4 816	4 820	4 757	4 748
Charges de capital normatives ⁴¹	5 211	5 342	5 473	5 562
Apurement CRCP	153	153	153	153
Apurement CRL	- 228	- 7	165	291
Revenu autorisé	14 896	15 236	15 465	15 694

3.6.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans les tableaux suivants, la CRE présente les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé, directement issues des trajectoires qu'elle a présentées précédemment :

- pour les charges de capital :
 - pour la borne haute de la fourchette, la trajectoire d'investissements demandée par Enedis et la borne haute du jeu de paramètres financiers présentée en section 3.3 (marge sur actif de 2,5 % et taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 2,5 %) ;
 - pour la borne basse de la fourchette, les ajustements proposés par l'auditeur concernant les dépenses d'investissement « hors réseaux » sont pris en compte, ainsi que les ajustements relatifs à l'intégration des colonnes montantes, la non-rémunération des immobilisations en cours et la borne basse du jeu de paramètres financiers présentée en section 3.3 (marge sur actif de 2,4 % et taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 2,1 %) ;
- pour les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique :
 - pour la borne haute de la fourchette, la trajectoire de CNE hors système électrique demandée par Enedis, ainsi que l'ajustement de 18 M€/an relatif à la fin de la souscription de l'assurance tempête proposé par Enedis ;
 - pour la borne basse de la fourchette, l'intégralité des ajustements préconisés par l'auditeur concernant la trajectoire de CNE hors système électrique, ainsi que l'ajustement de 18 M€/an relatif à la fin de la souscription de l'assurance tempête proposé par Enedis ;
- pour les charges liées au système électrique : la CRE retient un niveau de charges liées au système électrique issu du scénario médian d'évolution du TURPE 6 HTB présenté dans la consultation publique relative au TURPE 6 HTB du 1^{er} octobre 2020 ;
- l'estimation d'Enedis s'agissant de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTA-BT et du compte régulé de lissage (CRL) Linky est intégrée à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette.

Tableau 25. Revenu autorisé pour la période TURPE 6 HTA-BT : borne haute

En M€ courants	2021	2022	2023	2024
----------------	------	------	------	------

⁴¹ Incluent la rémunération des IEC demandée par Enedis et les charges de capital normatives relatives au projet Linky

Charges liées au système électrique	4 997	5 044	5 097	5 188
Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	4 798	4 802	4 739	4 730
Charges de capital normatives	4 723	4 866	5 008	5 110
Apurement CRCP	153	153	153	153
Apurement CRL	-228	-7	165	291
Revenu autorisé	14 444	14 858	15 163	15 473

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

En M€ courants	2021	2022	2023	2024
Charges liées au système électrique	4 997	5 044	5 097	5 188
Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	4 657	4 625	4 558	4 476
Charges de capital normatives	4 633	4 772	4 910	5 008
Apurement CRCP	153	153	153	153
Apurement CRL	-228	-7	165	291
Revenu autorisé	14 212	14 587	14 884	15 117

La borne haute correspond à une hausse du revenu autorisé d'Enedis de + 6,7 % en 2021 par rapport à l'année 2019 (hausse des charges à tarifier de + 4,7 %, auxquelles s'ajoutent les apurements du CRCP et du CRL).

La borne basse correspond à une hausse du revenu autorisé d'Enedis de + 5,0 % en 2021 par rapport à l'année 2019 (hausse des charges à tarifier de + 3,0 %, auxquelles s'ajoutent les apurements du CRCP et du CRL).

3.7 Hypothèses de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis

3.7.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le TURPE 5

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 devraient être 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

3.7.2 Evolutions prévues par Enedis sur la période du TURPE 6 HTA-BT

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 TURPE 6 : notamment Enedis considère 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. Ainsi Enedis prévoit dans son dossier tarifaire des volumes soutirés stables hors effet climat et une légère croissance du nombre de consommateurs.

La trajectoire de soutirages n'intègre pas à ce stade des effets éventuels de la COVID-19 postérieurs à l'année 2020.

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 (TWh)	347,8	347,8	347,8	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

Enedis prévoit une baisse régulière des injections depuis le réseau de transport (- 2,4 TWh par an en moyenne sur la période), fruit de la stabilité de la consommation et de l'augmentation de la production décentralisée (+ 4,8 TWh par an en moyenne sur la période 2021-2024) et des refoulements vers le réseau de transport. Cet effet volume joue à la baisse sur le niveau du péage RTE sur la période 2021-2024.

3.7.3 Analyse préliminaire de la CRE

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

Coordination entre opérateurs

Lors de la préparation du dossier tarifaire, la CRE avait demandé aux opérateurs de se coordonner pour produire des prévisions reposant sur des hypothèses communes.

Conformément à cette demande, les opérateurs se sont coordonnés pour présenter des trajectoires cohérentes.

Conclusions préliminaires

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.

Toutefois, la crise liée au COVID-19 aura possiblement des impacts durables, notamment sur la consommation d'électricité et donc sur les soutirages sur le réseau de distribution.

A ce stade, la CRE partage les hypothèses d'Enedis pour les besoins de la présente consultation publique. Elle poursuivra ses analyses afin de tenir compte des dernières informations disponibles à la date d'adoption de sa délibération portant sur le TURPE 6 HTA-BT, en y intégrant notamment les conséquences anticipées de la crise sanitaire.

Question 30 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant l'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés par Enedis pour la période du TURPE 6 distribution ?

3.8 Évolution du niveau tarifaire

Les recettes tarifaires doivent permettre à Enedis de couvrir ses charges prévisionnelles sur une période de 4 ans.

3.8.1 Évolution moyenne de la grille tarifaire (hors R_r)

3.8.1.1 Demande d'Enedis

Enedis demande que le tarif évolue avec une première marche tarifaire au 1^{er} août 2021, puis en suivant le niveau de l'inflation. La demande d'Enedis conduit à une évolution du tarif s'élevant à + 6,4 % au 1^{er} août 2021, puis à une évolution selon l'inflation, soit + 1,4 % en 2022, + 1,6 % en 2023, + 1,7 % en 2024. En appliquant un lissage de la hausse tarifaire sur 4 ans, cela correspond à une évolution annuelle du tarif de 3,7 % chaque année, entre 2021 et 2024.

Toutefois, cette demande est basée sur l'hypothèse d'une évolution du TURPE HTB à l'inflation. En considérant le scénario médian d'évolution du TURPE 6 HTB, exposé dans la consultation publique relative au TURPE 6 HTB du 1^{er} octobre 2020, la demande d'Enedis correspond à une évolution annuelle du TURPE 6 HTA-BT de + 4,1 % chaque année entre 2021 et 2024.

3.8.1.2 Analyse préliminaire de la CRE

Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE a retenu une évolution tarifaire lissée.

Cela ne préjuge pas de la façon dont la CRE calculera l'évolution tarifaire au 1^{er} août 2021 et pour chaque évolution annuelle. Quelle que soit la méthode de lissage et de prise en compte de l'inflation finalement retenue, cela n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par Enedis au global sur la durée du tarif.

La CRE a présenté les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé qu'elle envisage de retenir pour le TURPE 6 HTA-BT. La prise en compte des hypothèses d'évolution du volume acheminé, des puissances souscrites et du nombre de clients mènerait aux évolutions tarifaires suivantes :

- borne haute : hausse tarifaire de + 2,5 % au 1^{er} août 2021, 2022, 2023 et 2024 ;
- borne basse : hausse tarifaire de + 1,5 % au 1^{er} août 2021, 2022, 2023 et 2024.

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

3.8.2 Evolution du paramètre R_f

La délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017⁴² a modifié le TURPE à compter du 1^{er} janvier 2018, afin d'augmenter la composante annuelle de gestion à hauteur d'un montant moyen R_f 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.

Cette délibération prévoit, pour les consommateurs raccordés au niveau de tension BT ≤ 36 kVA, une révision du paramètre R_f le 1^{er} août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE. Cette révision vise à prendre en compte l'évolution de la répartition des clients entre offre de marché et tarif réglementé de vente (TRV), sur la zone de desserte d'Enedis, en fonction de coûts moyens estimés par catégorie de clients.

En effet, la CRE a retenu, dans sa délibération, que le taux de contact et donc le coût de gestion des clients au TRV sont significativement inférieurs à ceux des clients en offre de marché. La CRE a par ailleurs estimé que cette différence de taux de contact entre clients aux TRV et clients en offre de marché avait vocation à diminuer progressivement jusqu'en 2022. Le paramètre R_f pour les consommateurs raccordés au niveau de tension BT ≤ 36 kVA résulte donc de la pondération des coûts respectifs estimés de gestion des clients en offre de marché ou au TRV par leur poids respectif. Il a vocation à augmenter progressivement, pour atteindre un niveau de 6,80 € au 1^{er} août 2022, contre 5,99 € au 1^{er} août 2020.

Pour les consommateurs raccordés aux niveaux de tension BT > 36 kVA et HTA, la même délibération a fixé un paramètre R_f stable à :

- 78 € par an pour les consommateurs BT > 36 kVA ;
- 156 € par an pour les consommateurs HTA.

Pour la période TURPE 6, la CRE envisage les modalités d'évolutions suivantes pour le paramètre R_f , en cohérence avec les modalités retenues dans la délibération ATRD 6 :

- une évolution du paramètre R_f des consommateurs raccordés aux niveaux de tension BT > 36 kVA et HTA suivant l'inflation ;
- la conservation des modalités d'évolution prévues par la délibération susmentionnée pour le paramètre R_f des consommateurs raccordés au niveau de tension BT ≤ 36 kVA, jusqu'au 1^{er} août 2022, à laquelle s'ajoute une évolution à l'inflation sur l'ensemble de la période.

En cohérence avec la modification du paramètre R_f envisagée par la CRE, la contrepartie financière versée par Enedis aux fournisseurs, établie par la délibération du 2018-011 du 18 janvier 2018⁴³, évoluerait chaque année, à compter du 1^{er} août 2021, de l'inflation.

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

4. STRUCTURE TARIFAIRE

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé, dès 2018, des travaux sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »). Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a déjà mené deux consultations publiques en mai 2019 et mars 2020 présentant ses analyses sur la structure de ces tarifs et

⁴² 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

⁴³ 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

les évolutions qu'elle envisageait. Une troisième consultation publique, publiée en juillet 2020 portait sur les signaux économiques à adresser aux producteurs, dont notamment la composante d'injection, qui n'a cependant pas vocation à être mise en œuvre dès l'entrée en vigueur du TURPE 6.

37 et 38 réponses ont été respectivement reçues, dans le cadre des consultations publiques susmentionnées de mai 2019 et mars 2020, et sont publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE⁴⁴.

Par ailleurs, en plus des différentes consultations publiques, la CRE publiera les données et outils utilisés pour définir la structure du TURPE 6 HTA-BT (cf. partie 4.2).

4.1 Contexte et enjeux

La CRE reprend ci-après les éléments de contexte, toujours valables, déjà présentés dans ses consultations publiques de mai 2019 et de mars 2020.

4.1.1 Un système électrique en transformation

4.1.1.1 Une stabilisation de la consommation ne contredisant pas la nécessité de signaux à la pointe

On constate depuis plusieurs années une stagnation de la consommation d'électricité. Ce phénomène s'explique par une amélioration de l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande en énergie. Ainsi, dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE, qui a servi de base pour l'élaboration de son SDDR⁴⁵ 2019, pour la première fois, l'intégralité des scénarios présentent des trajectoires de consommation stables ou orientées à la baisse. Le bilan électrique 2019 de RTE met quant à lui en évidence une troisième année consécutive de légère baisse de la consommation d'électricité française (corrigée des aléas climatiques), qui atteint 473 TWh en 2019. En 2020, la consommation d'électricité est fortement affectée par l'épidémie de COVID-19, RTE estimant la baisse des soutirages à - 7,6 %⁴⁶ par rapport à sa prévision initiale.

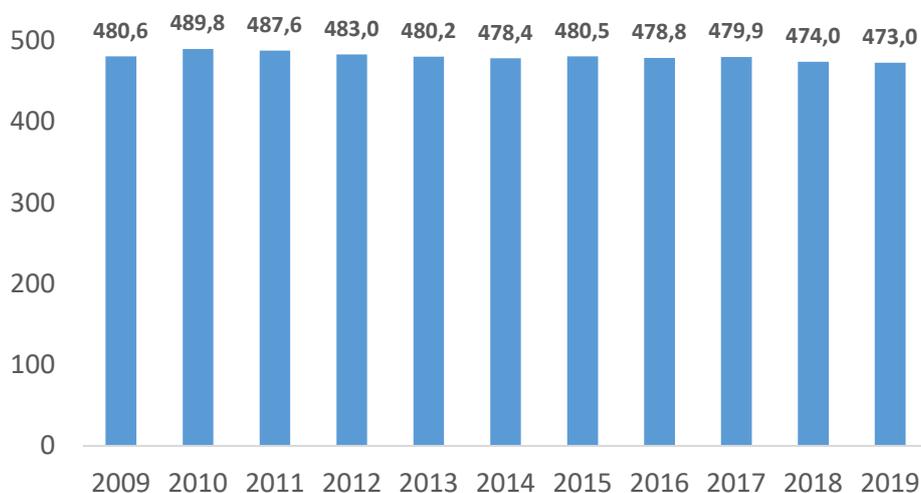


Figure 20 : évolution de la consommation d'électricité nationale en TWh corrigée des aléas climatiques (source : Statistiques de l'énergie électrique en France, Bilan électrique 2019, RTE)

En France, l'enjeu pour le réseau ne réside pas seulement dans la consommation d'électricité, mais surtout dans la capacité à satisfaire la pointe de demande électrique.

⁴⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>
<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

⁴⁵ Schéma décennal de développement des réseaux

⁴⁶ Incluant l'aléa climatique négatif dû à un hiver doux

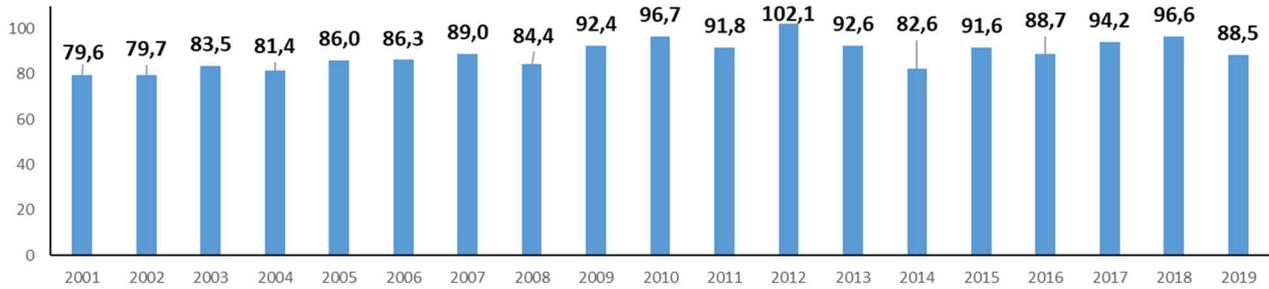


Figure 21 : évolution de la pointe de demande électrique nationale en GW (source : Open Data Réseaux Energie). Source : portail open data réseaux-énergies, <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/pic-annuel-conso-brute/table/?sort=date>

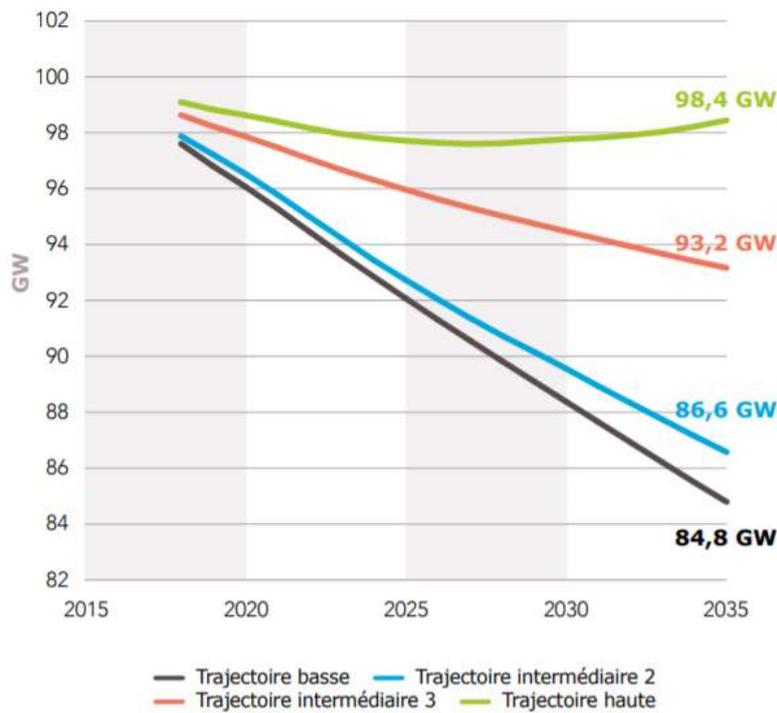


Figure 22 : prévision de l'indicateur de pointe « une chance sur 10 » (source : Bilan Prévisionnel de RTE 2017)

La pointe de consommation d'électricité est, en France, en grande partie générée par les usages thermosensibles, et notamment le chauffage électrique, responsables de 40 GW de soutirages lors du maximum de 102 GW atteint pendant l'hiver 2011-2012.

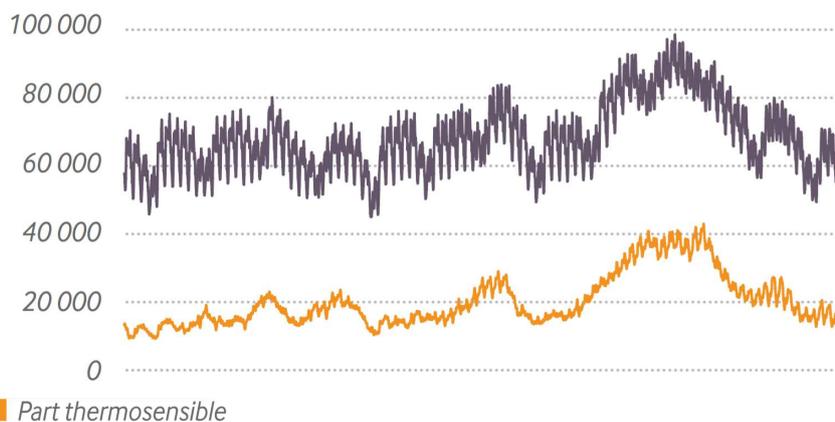


Figure 23 : Consommation nationale d'électricité et part thermosensible pendant l'hiver 2011-2012, en MW (source : RTE - Bilan électrique 2012)

Malgré les efforts d'efficacité énergétique, ces usages thermosensibles resteront, encore pour de nombreuses années, un des principaux facteurs de dimensionnement des réseaux électriques français. Ce phénomène sera accentué dans le cas d'un transfert depuis les énergies fossiles vers le chauffage électrique, même si ce transfert se réalise via des pompes à chaleur plus économes que le chauffage par résistance électrique.

A cet effet s'ajoutera celui des nouveaux usages liés à la transition énergétique, notamment la recharge des véhicules électriques, qui aura un impact modéré sur la consommation totale, mais qui pourrait avoir des impacts majeurs sur la pointe si celle-ci était mal pilotée. Il est à ce titre crucial que le tarif de réseaux exprime des signaux économiques reflétant les coûts de long terme induits par les utilisateurs les plus présents lors de la pointe afin d'en limiter les coûts supportés par la collectivité.

4.1.1.2 Des changements structurants dans le parc de production ayant des implications pour les réseaux

Durant les dernières années, le développement des parcs de production éoliens et photovoltaïques s'est poursuivi. Cette tendance devrait s'accélérer selon les objectifs définis par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en avril 2020⁴⁷. Le mix électrique va changer en profondeur, selon trois axes principaux : essor des énergies renouvelables (ENR), diminution de la part du nucléaire et arrêt des centrales à charbon.

La PPE publiée en avril 2020 prévoit notamment un doublement de la puissance du parc renouvelable, pour l'amener à plus de 100 GW en 2028, et un objectif de baisse à 50% de la part de production nucléaire dans le mix électrique à horizon 2035.

Cette transformation du parc de production pose de nouveaux défis et apporte de nouvelles opportunités aux gestionnaires de réseaux :

- d'une part, ces changements induisent de nouveaux besoins d'investissements dans les réseaux (raccordements et renforcements associés, nécessaires à l'évacuation de la production décentralisée qui ne pourrait être localement consommée) et de flexibilité à l'échelle locale ;
- d'autre part, ils peuvent contribuer à diminuer les flux sur les réseaux et à réduire les pertes, mais également constituer de nouvelles sources de flexibilité.

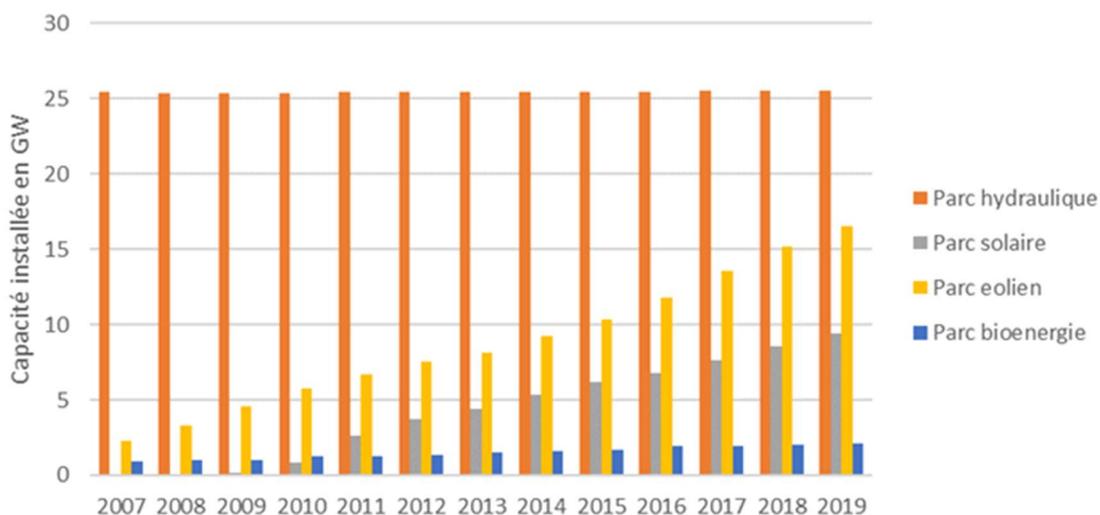


Figure 24 : évolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : portail open data réseaux-énergies <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/>

4.1.1.3 Compteurs évolués, autoconsommation, mobilité électrique et stockage viennent transformer les modes d'utilisation des réseaux

Le parc de production d'électricité n'est pas le seul aspect en mutation du système électrique : de nouvelles technologies en cours de déploiement en aval des réseaux ouvrent de nouvelles possibilités. Les consommateurs, qui peuvent désormais être amenés à injecter de l'électricité dans les réseaux, sont plus proactifs que par le passé et plus sensibles aux enjeux environnementaux ainsi qu'aux signaux économiques qui leur sont envoyés. Le rôle de la

⁴⁷ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

structure tarifaire est donc renforcé : les nouveaux usages pourront constituer un nouveau gisement de flexibilité du système électrique ou un vecteur de coûts supplémentaires pour la collectivité, selon la pertinence des signaux tarifaires qui seront envoyés aux utilisateurs et la façon dont ces derniers les prendront en compte pour adapter leurs comportements.

Parmi ces innovations, les **compteurs évolués**, dont le déploiement sera globalement achevé en 2021 sur le réseau d'Enedis, et en 2024 sur celui des entreprises locales de distribution (ELD), permettent aux consommateurs d'accéder à leurs données fines de consommation et de les transmettre à leurs fournisseurs ou à d'autres tiers pertinents. Les compteurs évolués facilitent les efforts d'efficacité énergétique et permettent le pilotage intelligent de la consommation. Ces compteurs ont permis l'introduction d'un tarif de réseau à quatre plages temporelles, mais ils offrent d'autres ressources : possibilité d'activation d'un calendrier tarifaire spécifique au fournisseur lui permettant de proposer des offres innovantes, possibilité d'associer ce calendrier tarifaire à des contacts secs⁴⁸ afin de piloter les usages à distance, etc.

Du fait de la forte baisse de ses coûts, le **stockage par batterie**, éventuellement associé à des moyens de production décentralisés, peut désormais constituer une source de flexibilité pour le système électrique.

Le développement de la **mobilité électrique** pourrait générer de nouvelles contraintes locales pour le réseau de distribution, qui doit préparer le déploiement des bornes de recharge et adapter le cas échéant ses infrastructures pour faciliter le développement à grande échelle des véhicules électriques. En octobre 2018, la CRE a publié un rapport intitulé « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques »⁴⁹ dont l'une des conclusions est que le système électrique est capable d'absorber un nombre très important de véhicules électriques, à condition que leurs recharges n'aient pas lieu majoritairement à la pointe de consommation. D'après les questionnaires de réseaux, l'appel de puissance des véhicules électriques pourrait à terme s'élever à 14 GW dans le scénario le plus ambitieux et en l'absence de pilotage intelligent des recharges. Le pilotage de cet appel de puissance constituera un enjeu crucial pour l'optimisation des investissements dans les réseaux. Bien exploités, les véhicules électriques pourraient même rendre des services aux gestionnaires de réseaux en contribuant aux services système au niveau national (régulation de la fréquence ou autres services).

Le développement de l'**autoconsommation individuelle**, qui pourrait représenter environ 10 GW de puissance installée en 2035 selon RTE, est encore limité en France. L'autoconsommation pourrait amener une diminution significative des soutirages sur les réseaux, notamment durant les après-midi d'été. Plus généralement, la part croissante de la production décentralisée dans le parc de production, le développement de l'autoconsommation, des bâtiments à énergie positive et des éco-quartiers pourraient conduire à une baisse des soutirages totaux du point de vue des réseaux de distribution et par conséquent des soutirages vus du réseau de transport.

Enfin, l'ordonnance de juillet 2016 sur l'autoconsommation⁵⁰ a introduit la notion d'« **autoconsommation collective** », qui permet à des producteurs et consommateurs d'échanger de l'énergie dans un cadre réglementaire allégé. Ces communautés locales, associant producteurs et consommateurs d'une même zone, pourraient permettre un pilotage des consommations, afin de synchroniser, à la maille du quartier, la production et la consommation. De tels regroupements pourraient alors générer une baisse de l'utilisation des réseaux amont et donc des coûts associés par rapport à une situation sans pilotage. Comme elle l'a rappelé dans sa délibération du 7 juin 2018, la CRE doit s'assurer que le TURPE tienne compte des bénéfices que l'autoproduction apporte aux réseaux, mais aussi des surcoûts éventuels liés aux injections non consommées localement.

Toutes les tendances ici décrites auront un effet sur l'utilisation des réseaux et, à terme, affecteront leurs coûts de façon positive ou négative. Il est donc nécessaire de s'assurer que la structure des tarifs reflète correctement les coûts et bénéfices associés à ces nouveaux usages.

4.1.2 Les enjeux de la tarification des réseaux

4.1.2.1 Principe de tarification des réseaux

La CRE construit un TURPE respectant plusieurs principes fondamentaux :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer 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 ;

⁴⁸ ⁴⁸ Le contact sec d'un compteur évolué est un interrupteur, qui permet de mettre en marche ou d'arrêter à distance l'équipement électrique que l'on y connecte, par exemple sur la base du calendrier tarifaire.

⁴⁹ <https://www.cre.fr/Actualites/Les-reseaux-electriques-au-service-des-vehicules-electriques>

⁵⁰ Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'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 critères 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. 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 et mars 2020. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour le prochain tarif.

4.1.2.2 Le reflet de l'horsaisonnalité 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 schématique, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût limité lié à l'accroissement des pertes principalement, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire des besoins de renforcement du réseau.

Les réseaux sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée). Ainsi, les coûts estimés 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.

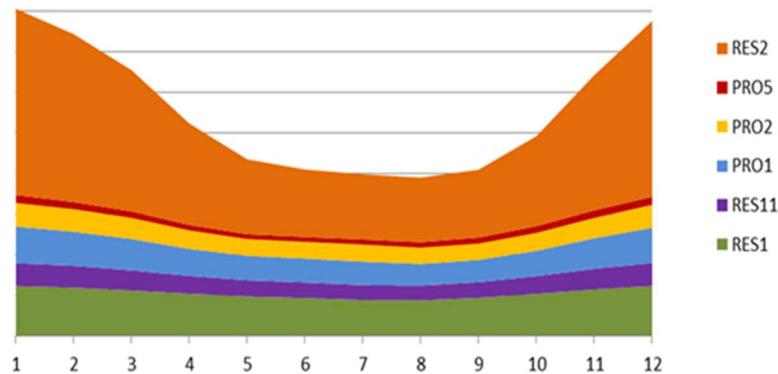


Figure 25. Répartition en base 100 de la consommation française d'électricité des points de livraison raccordés en BT <36 kVA par mois et par segment (source : Enedis)

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 qu'ils ne contribuent pas aux coûts des réseaux à même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet de coordonner de façon conjointe 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, directement ou non (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 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. 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 coûteuses génèrent logiquement plus de coûts que ceux présents pendant seulement une partie de ces dernières, ce qui est reflété dans la tarification à l'énergie.

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 et donc aux évolutions de facture associées aux modifications de la structure tarifaire.

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 aux 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. Par ailleurs, le signal tarifaire véhiculé par l'offre intégrée de fourniture n'est pas nécessairement calé sur le même calendrier que le signal tarifaire du TURPE⁵¹.

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

⁵¹ 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.

Pour les raisons évoquées ci-dessus, l'évolution envisagée des signaux tarifaires véhiculés par le TURPE ne conduira pas à court terme à des conséquences trop importantes ou brutales en termes de facturation pour les utilisateurs des réseaux, mais incitera toutefois les fournisseurs à progressivement les prendre en compte dans la forme de leurs offres, et ainsi de générer des économies de réseaux substantielles, qui bénéficieront à la collectivité sur le long terme.

4.2 Transparence

La CRE est très attachée à la transparence de ses décisions. Après avoir publié les données utilisées dans le cadre du TURPE 5, elle 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 qui seront décidées.

Par rapport au TURPE 5, la CRE a eu accès à des données beaucoup plus fines des opérateurs de réseaux, qui ont permis d'améliorer son modèle tarifaire, 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 fonder ses propositions d'évolution de la structure, et notamment du calcul de la composante de soutirage, détaillées ci-après. Afin d'illustrer la méthode mise en œuvre par la CRE, les différentes modélisations effectuées à chaque étape de calcul seront publiées, ainsi que l'ensemble des données, à l'exception des informations commercialement sensibles qui seront anonymisées.

4.3 Structure tarifaire actuelle

4.3.1 Typologie des coûts de réseaux et composantes tarifaires associées

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, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- 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 ;
- les **coûts des pertes** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution à ces coûts des utilisateurs dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves** ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

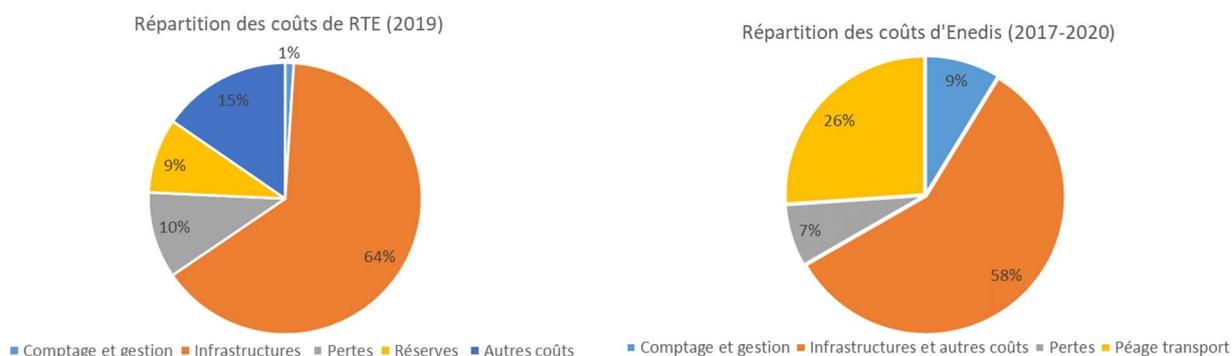


Figure 26 : répartition illustrative des charges annuelles portées par RTE et Enedis (source : données RTE et Enedis, analyse CRE)

La structure tarifaire vise à répercuter ces différents types de coûts 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 ;

- une **composante de soutirage**⁵², qui comporte :
 - des coefficients proportionnels à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la capacité demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
 - des coefficients proportionnels 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 des pertes ;
- une **composante d'injection**, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections sur le réseau de transport HTB 3 et HTB 2 et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des **composantes spécifiques** à certains services annexes : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, dispositifs du TURPE HTB spécifiques aux distributeurs, 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 révélés largement favorables. En conséquence, la CRE envisage de conserver pour la période du TURPE 6 les mêmes composantes tarifaires que pour TURPE 5.

4.3.2 Forme des grilles

La CRE avait procédé dans le TURPE 5 à une simplification des grilles tarifaires, vers un modèle, résumé dans le tableau ci-dessous, 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 dépendant de la durée d'utilisation.

	Heures chères			Heures peu chères	
	Heures de pointe	Heures Pleines d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Pleines d'Eté	Heures Creuses d'Eté
HTB	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

Tableau 29 : Regroupement des heures de l'année retenu en TURPE 5, en fonction des niveaux de tension et des coûts induits (CRE)

Il existe toutefois deux exceptions :

- le cas du domaine de tension HTB 3, tarifé à l'énergie sans différenciation temporelle : les flux transitant sur les axes du réseau à 400 kV (HTB 3) résultent d'un foisonnement très important et des déséquilibres régionaux offre-demande⁵³, si bien que les différents ouvrages de ce réseau sont sollicités selon des profils différents du profil national. En l'absence de différence suffisamment stable et uniforme de ces flux entre plages temporelles, l'approche retenue dans le TURPE 5 consistant en une tarification sans différenciation temporelle semble toujours adaptée ;
- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : des options à 4 plages temporelles ont été introduites depuis le TURPE 5. 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 maintenu dans le TURPE 5 les options sans différenciation saisonnière Courte Utilisation (CU, ou Base) et Moyenne Utilisation à Différenciation Temporelle (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses). Comme elle l'a indiqué dans sa première consultation publique relative à la structure du TURPE 6, la CRE envisage de poursuivre l'amélioration des signaux tarifaires en généralisant les options à 4 plages temporelles, afin que tous les

⁵² La composante de soutirage recouvre également les coûts des réserves ainsi que les autres coûts non affectés par domaine de tension, tels que les charges centrales.

⁵³ Les flux transitant en HTB3 résultent également des dynamiques d'imports et d'exports d'électricité aux frontières, pour partie indépendantes des comportements des usagers des réseaux français.

utilisateurs se voient appliquer un signal économique, en particulier à la différenciation des coûts induits par les appels de puissance d'été et d'hiver (cf. partie 4.5).

Dans ses consultations publiques de mai 2019 et mars 2020, la CRE a proposé de maintenir la forme générale des grilles telle que présentée ci-dessus, 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 révélés largement favorables. La CRE envisage donc de maintenir cette orientation pour la période du TURPE 6.

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

4.4 Evolutions de structure envisagées pour le TURPE 6 HTA-BT

La structure tarifaire proposée pour le TURPE 6 repose ainsi sur les mêmes principes que la structure des tarifs actuels, 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, dans le respect du principe de péréquation tarifaire, les coûts que génère pour la collectivité leur utilisation des réseaux. L'évolution de la méthodologie d'élaboration de la composante de soutirage et la généralisation de l'option à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA à l'horizon 2024 en constituent les deux orientations majeures.

Dans l'ensemble, les acteurs de marchés se sont montrés favorables aux propositions faites par la CRE lors des consultations de juin 2019 et de mars 2020. La CRE propose ainsi, dans cette dernière consultation publique, de les mettre en œuvre pour la période du TURPE 6 HTA-BT.

4.4.1 Scénario illustratif

Dans l'ensemble des illustrations chiffrées suivantes, la CRE s'appuie sur un scénario illustratif, où :

- les charges d'Enedis liées au système électrique sont issues du scénario médian d'évolution du TURPE HTB présenté dans la consultation publiée en même temps que le présent document ;
- les charges nettes d'exploitation d'Enedis hors charges liées au système électrique correspondent au milieu de la fourchette présentée par la CRE ;
- les charges de capital d'Enedis sont déterminées en retenant des paramètres économiques en milieu de fourchette présentée par la CRE ;
- les évolutions tarifaires sont lissées sur 4 ans.

Dans ce scénario, purement illustratif, le niveau du TURPE HTA-BT évoluerait en moyenne de + 2,0 % au 1^{er} août 2021 et de + 2,0 % par an sur l'ensemble de la période.

4.4.2 Composante de gestion

Comme indiqué dans sa consultation publique du 23 mai 2019, 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 18 janvier 2018⁵⁴ et reprise dans la délibération TURPE 5 bis HTA-BT. La CRE ne disposant pas d'éléments indiquant que ces coûts aient été significativement modifiés depuis, elle confirme donc sa proposition de ne pas faire évoluer le montant de la composante de gestion 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 en section 4.6.

Le montant de la composante de gestion, hors coefficients R_f et C_{card} , dans le scénario illustratif au 1^{er} août 2021 est détaillé en annexe 5.

⁵⁴ Délibération de la CRE 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 <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/composante-d-acces-electricite-hta-et-bt>

4.4.3 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 de coûts de relève.

La CRE a ainsi indiqué, dans sa consultation publique de mai 2019, envisager de faire évoluer à la baisse le niveau de la composante de comptage en BT ≤ 36 kVA et en HTA afin de prendre en compte ces évolutions de coût. Les acteurs ont indiqué être favorables à une telle évolution.

La CRE envisage de fixer, pour la période TURPE 6, les composantes de comptage suivantes :

- en BT ≤ 36 kVA, l'analyse des coûts de comptage futurs d'Enedis montre qu'ils s'élèveront à 18 €/an. La CRE envisage donc de porter le montant de la composante de comptage dans le cas où le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité à 18,02 €/an, contre une composante de comptage de 20,88 €/an actuellement, soit une baisse d'environ - 14 % ;
- dans les domaines HTA et BT > 36 kVA, la baisse des coûts de comptage serait de l'ordre de - 40 % entre le TURPE 5 et le TURPE 6. A titre illustratif, dans le cas où le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, la composante de comptage HTA s'élèverait à 341 €/an (contre 565 €/an actuellement), et la composante de comptage BT > 36 kVA s'élèverait à 250 €/an (contre 438 €/an actuellement).

Les montants détaillés de la composante de comptage dans le scénario illustratif au 1^{er} août 2021 sont précisés en annexe 6.

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

4.4.4 Composante de soutirage

4.4.4.1 Rappel de la méthode proposée dans la consultation publique de mars 2020

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts à chaque catégorie d'utilisateurs, de manière à ce que le tarif payé par chaque catégorie d'utilisateurs reflète au mieux les coûts de réseau qu'elle 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.

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 engagés pour TURPE 6, présentés dans la consultation publique de mars 2020, ont pour objectif d'améliorer cette modélisation en se fondant sur des données de réseaux plus fournies, 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 réseau⁵⁵ et sur 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, d'une part, de mieux prendre en compte 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).

⁵⁵ Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

Par ailleurs, l'échantillon d'utilisateurs HTA et BT utilisé est élargi 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 sera donc plus représentatif de la forme de la consommation réelle des consommateurs.

La méthodologie envisagée à ce stade pour TURPE 6, fondée sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur leurs coûts et leurs réseaux, ainsi que sur la consommation et la production sur leurs réseaux au niveau local, s'inscrit dans la continuité de la méthode utilisée pour le TURPE 5, tout en raffinant certaines étapes de calcul :

- prise en compte d'un coût de desserte ;
- calcul de coûts marginaux par poche plutôt que d'un coût incrémental moyen ;
- détermination de la forme de la fonction de coût ;
- affectation des coûts des pertes et des réserves suivant les transits d'énergie entre les niveaux de tension.

La nouvelle méthode, détaillée en annexe 7, reposerait ainsi désormais sur une estimation des coûts marginaux et refléterait ainsi plus précisément les coûts de développement des réseaux aux utilisateurs. Pour le TURPE 6, la CRE a choisi de séparer ces coûts en deux catégories:

- les coûts liés à la puissance de pointe du réseau, qui dépend du foisonnement entre les courbes de charges des utilisateurs ;
- les coûts liés à la desserte, qui dépendent du nombre d'utilisateurs.

Cette approche permet notamment de mieux refléter les coûts de desserte des clients, peu dépendants de l'usage effectif du réseau. Les données de réseau plus fines utilisées ont permis une meilleure compréhension des facteurs induisant des coûts d'infrastructure à long terme et ont notamment mis en évidence une part importante des coûts liés à la desserte, c'est-à-dire les coûts nécessaires pour connecter l'ensemble des utilisateurs, indépendamment de l'utilisation qu'ils font ensuite du réseau. Le coût de desserte représente ainsi 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 réseau⁵⁶.

Dans le TURPE 5, la catégorie des coûts liés à la desserte n'était pas identifiée en raison 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 facteur explicatif des coûts d'infrastructure.

Dans le TURPE 6, la construction des tarifs distinguerait ainsi :

- 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,
- et la puissance non foisonnée (somme des puissances individuelles des utilisateurs prises comme un proxy de leur nombre) comme facteur explicatif des coûts liés à la desserte.

Les principales étapes de la méthode seraient ainsi 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 étant le plus à même d'expliquer ces coûts ;
 - 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, 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 en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, 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.

⁵⁶ Ce coût de desserte représente de l'ordre de 27 % des coûts d'infrastructure HTB1 et HTB2 et de l'ordre de 44 % des coûts d'infrastructure HTA.

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

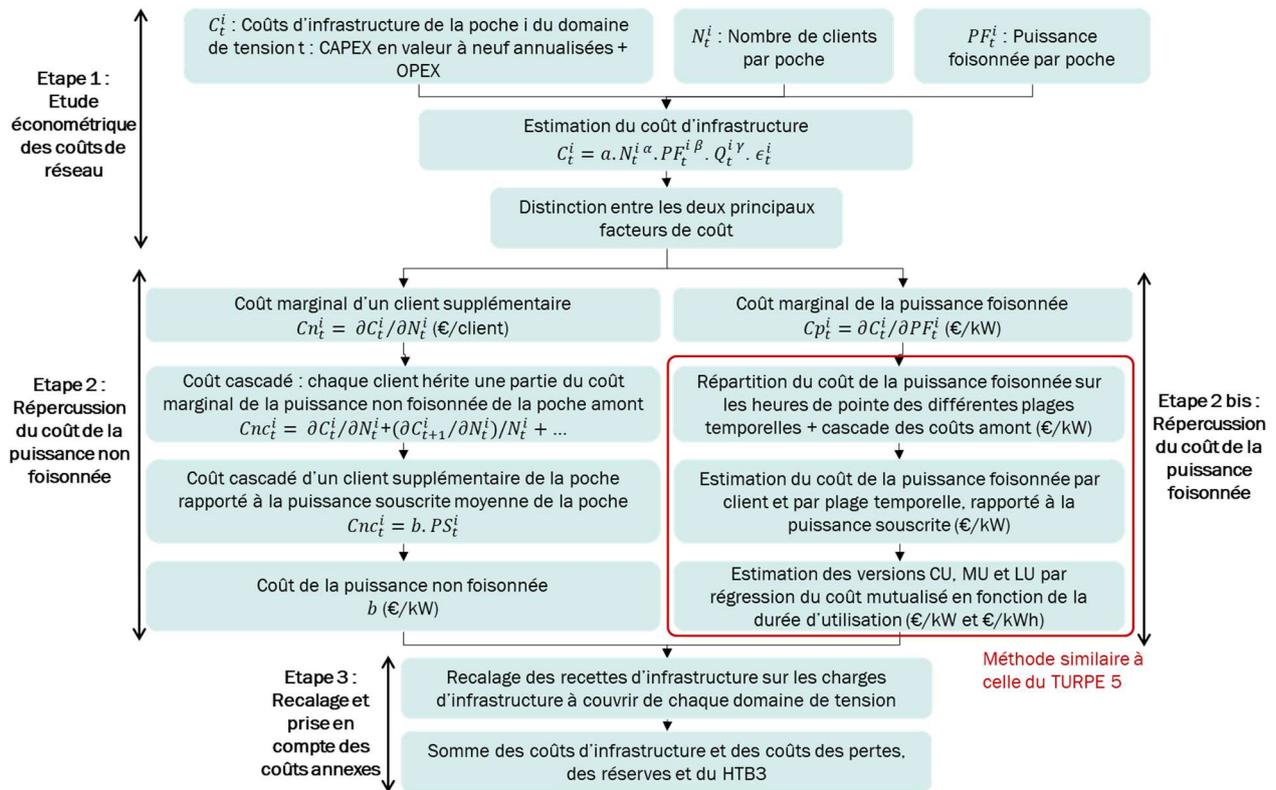


Figure 27. Etapes de la méthode envisagée pour l'élaboration de la structure du TURPE 6

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 HTB3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées.

4.4.4.2 Effets de l'évolution de la méthode

Ces évolutions conduiraient, par rapport au TURPE 5, à des changements importants des grilles tarifaires et des factures de certains utilisateurs, qui ont été présentés dans la consultation publique de mars 2020 :

- une augmentation de la part puissance, surtout pour les options courte utilisation. La proposition de la CRE de tarifier les coûts de desserte à la puissance souscrite, de la même manière, pour chaque niveau de tension (hors HTB 3), sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles, induit des hausses en proportion plus importantes pour les utilisateurs ayant une courte durée d'utilisation ;
- un ajustement de la différenciation 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 seraient moins chers en été et plus chers en hiver, pour les niveaux de tension HTA et BT : la méthode envisagée par la CRE pour la tarification des coûts d'infrastructure, en s'appuyant sur le principe du coût marginal, conduit à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures critiques pour le réseau. Les heures de forte consommation se trouvent la plupart du temps en hiver, ce qui a pour effet principal de réduire le coût des heures d'été. Ainsi, la méthode aboutit à une plus grande différenciation temporelle des coûts d'infrastructure alloués aux coefficients proportionnels à l'énergie soutirée ;
 - à l'inverse, la différenciation temporelle serait moins marquée pour les niveaux plus élevés (HTB 1 et HTB 2) sauf pour les utilisateurs les plus courts : la méthode envisagée par la CRE tarifie de façon distincte les coûts d'infrastructures et les coûts annexes. Ces derniers, qui incluent les pertes et les réserves, sont tarifés à l'énergie avec la même méthodologie sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles. Ces coûts annexes, qui représentent de l'ordre de 2 Md€, soit environ 13% des recettes totales du TURPE HTB et du 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 courtes) ;

- la différence entre heures pleines et heures creuses serait 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 donc que les réseaux sont également fortement utilisés durant une partie des heures creuses d'hiver. Cela peut alors se traduire dans la différenciation entre les heures pleines et creuses en hiver. Cette forte sollicitation des réseaux en heures creuses d'hiver, 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.

4.4.4.3 Réponses des acteurs à la consultation publique de mars 2020

Les réponses des acteurs à la consultation publique de mars 2020⁵⁷ sont majoritairement favorables aux propositions de la CRE. Néanmoins, certains acteurs ont signalé que l'augmentation de la part puissance en HTA, cumulée à la facturation des dépassements de puissance, conduisait à de fortes hausses de factures pour certains profils d'utilisateurs ayant une courte utilisation. C'est notamment le cas du stockage, notamment lorsque son principal usage est la participation à la réserve primaire.

En ce qui concerne la méthode proposée, la plupart des acteurs n'ont pas commenté cette dernière, certains acteurs soulignant la complexité de la méthode et un relatif manque de transparence, éléments également reprochés à la méthode du TURPE 5. Les gestionnaires de réseaux sont globalement favorables aux évolutions de la méthode proposées par la CRE, mais estiment que cette dernière pourrait être encore améliorée.

Les retours des acteurs aux sujets plus spécifiques de la généralisation de l'option à 4 plages temporelles ou de la tarification de l'autoconsommation, abordés dans la consultation publique de mars 2020, sont détaillés par la suite.

4.4.4.4 Evolutions par rapport à la consultation publique de mars 2020

La CRE envisage de retenir les évolutions, présentées lors de la consultation publique de mars 2020 et rappelées au paragraphe 4.4.4.1, pour établir les nouvelles grilles tarifaires qui entreront en vigueur pour les prochains TURPE.

Par ailleurs, des analyses complémentaires ont été menées afin de limiter les évolutions de factures les plus fortes et de mettre en place des solutions adaptées. Ces réflexions ont permis des améliorations sur les points suivants :

- **la prise en compte des injections** en HTB : dans le modèle tarifaire de la consultation de mars 2020, seuls les soutirages de chaque utilisateur avaient été utilisés pour calculer les courbes de charge des poches HTB 1 et HTB 2 qui déterminent les coûts d'infrastructure et les heures de pointe. Pour améliorer la précision des courbes de charge, les injections ont été déduites des soutirages dans la dernière version du modèle ;
- **l'augmentation de la durée de pointe en HTB** : dans la consultation de mars 2020, la durée de la pointe par poche HTB avait été fixée à 1752 heures (soit 20% de l'année). La durée de la pointe influe sur deux éléments du modèle : la puissance de la pointe par poche et la répartition temporelle du coût marginal à la pointe (cf. parties 2.3 et 3.3 de l'annexe 7). Après des analyses complémentaires, cette durée a été allongée à 2500 heures dans la dernière version du modèle tarifaire de manière à ce qu'elle soit plus en adéquation avec les valeurs effectivement utilisées par RTE dans le cadre des études de dimensionnement du réseau (cf. partie 2.2 de l'annexe 7). L'ajustement de ce paramètre a pour effet de réduire la différenciation temporelle et d'augmenter la part à l'énergie par rapport aux grilles présentées dans la consultation de mars 2020 ;
- **la diminution de la durée d'utilisation de la version Moyenne Utilisation en HTB et de la version Courte Utilisation en HTA** : la durée d'utilisation relativement longue de ces versions dans la consultation de mars 2020 avait pour conséquence de faire basculer un nombre élevé d'utilisateurs vers la version Courte Utilisation et d'exacerber les évolutions de factures. La diminution de la durée d'utilisation pour définir la

⁵⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

version Moyenne Utilisation en HTB et la version Courte Utilisation en HTA permet d'atténuer ces effets dans la dernière version du modèle.

Ces évolutions du paramétrage par rapport à la consultation publique de mars 2020, avec des données plus réalistes et de moindres basculements entre versions tarifaires, se répercutent sur les grilles en HTA et en BT, au travers de la cascade des coûts, en faisant baisser, majoritairement en HTA, la part puissance et en faisant augmenter les coefficients à l'énergie pour les clients courte utilisation.

Par ailleurs, la CRE propose de faire évoluer la facturation des dépassements de puissance en alignant le coefficient de dépassement de la HTA sur celui de la HTB. Cette évolution aura en outre pour effet de modérer la hausse importante des factures pour les clients courte utilisation en HTA, signalée par les acteurs. Ce point est détaillé plus amplement au paragraphe suivant.

4.4.4.5 Grilles tarifaires dans le scénario illustratif au 1^{er} août 2021

Comme indiqué aux paragraphes précédents, la CRE a poursuivi ses analyses à la suite du retour des acteurs à la consultation publique de mars 2020 et a fait évoluer à la marge la méthodologie envisagée. L'évolution des coefficients des grilles tarifaires HTA par rapport à celles présentées dans la consultation publique de mars 2020 résulte de la diminution de la durée d'utilisation retenue pour définir la version Courte Utilisation. A cela s'ajoute l'effet des évolutions des grilles HTB décrites précédemment, par le biais de la cascade des coûts. Concernant le domaine de tension BT, la méthode d'établissement des grilles tarifaires n'a pas changé depuis la consultation publique de mars 2020 : hors effet niveau, les évolutions des coefficients tarifaires sont uniquement dues à la répercussion via la cascade des coûts des modifications apportées sur les domaines de tension supérieurs.

HTA

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47
LU €/kW	32,95	29,98	18,57	13,53	12,58
CU c€/kWh	5,91	4,21	2,44	0,72	0,49
LU c€/kWh	2,73	2,03	1,31	0,60	0,47

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	13,09	12,37	12,47	12,47	12,47
LU €/kW	35,47	31,69	18,57	13,53	12,58
CU c€/kWh	7,00	4,07	2,44	0,72	0,49
LU c€/kWh	3,15	1,85	1,31	0,60	0,47

BT > 36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	14,68	12,22	11,85	11,54
LU €/kW	23,97	15,32	13,51	12,14
CU c€/kWh	5,19	3,98	2,16	1,51
LU c€/kWh	4,33	3,44	2,00	1,25

BT ≤ 36 kVA

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	
CU €/kW	8,55
LU €/kW	77,01
CU c€/kWh	3,72
LU c€/kWh	1,02

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	HP	HC
MU €/kW	10,43	
MU c€/kWh	3,79	2,69

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – scénario illustratif au 1 ^{er} août 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,50			
MU €/kW	9,99			
CU c€/kWh	6,25	4,27	1,34	0,85
MU c€/kWh	5,73	3,97	1,32	0,84

Afin de permettre l'évaluation du changement de structure hors effet niveau, l'annexe 8 fait figurer ces mêmes grilles tarifaires calées au niveau permettant de générer les mêmes recettes que celles du TURPE 5 en vigueur (niveau 2020), dont les grilles sont également rappelées.

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

4.4.5 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.

La composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) est 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 est appliquée pour la tarification des dépassements de puissance en HTB, mais les coefficients pondérateurs diffèrent. Ainsi, le coefficient pondérateur en HTA (0,11) est trois fois plus élevé que le coefficient pondérateur en HTB (0,04).

En HTB comme en HTA, le coefficient a été calibré initialement de telle sorte qu'au-delà de 100 heures de dépassements en ruban, il devient plus intéressant de souscrire de la puissance supplémentaire.

En HTB, il a été réévalué pour le TURPE 4, en cohérence avec les changements de formule tarifaire dus à l'introduction de la différenciation temporelle, tout en gardant le critère de 100 heures. En revanche, le coefficient CP n'a pas été modifié depuis TURPE 3 en HTA. Il n'est aujourd'hui plus cohérent avec l'hypothèse des 100 heures de dépassement utilisée initialement et entraîne un coût plus élevé des dépassements pour les utilisateurs HTA, qui impacte particulièrement les très courts utilisateurs. Un alignement de ce coefficient sur celui de la HTB permettrait de le rendre plus cohérent avec les formules tarifaires actuelles, tout en atténuant les évolutions de factures des utilisateurs raccordés en HTA dont les appels de puissance sont les plus courts.

La CRE propose ainsi de réajuster le coefficient pondérateur CP pour le niveau de tension HTA à 0,04.

Question 36 : Etes-vous favorable à l'alignement du coefficient pondérateur pour le calcul de la tarification des dépassements de puissance en HTA sur celui de la HTB ?

4.4.6 Composante de regroupement en distribution

La délibération TURPE 5 bis HTA-BT prévoit qu' « 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 [de la composante de soutirage et de la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite], 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) 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. »

Afin d'explicitier les modalités d'application de cette possibilité de regroupement conventionnel, la CRE envisage de préciser dans le TURPE 6 HTA-BT le fait 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.

En effet, la possibilité de regroupement conventionnel 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, mais 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. Dans le contexte actuel de déploiement de l'autoconsommation et de la production décentralisée, il apparaît nécessaire d'explicitier les règles tarifaires afin d'éviter que de nouveaux regroupements ne soient créés à cette seule fin.

Question 37 : Êtes-vous favorable à préciser, dans les règles tarifaires relatives à la distribution, que dans le cas où un regroupement conventionnel de points de connexion concerne des installations de production et des points de soutirage, les flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage ?

4.4.7 Facturation de l'énergie réactive

Le TURPE 5 HTA-BT prévoit 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 est facturée aux producteurs au-delà de certains seuils, fixés par le gestionnaire de réseau ;
- en BT > 36 kVA, le producteur s'engage, s'il n'est pas régulé en tension, à ne pas absorber de puissance réactive, et le cas échéant, se voit 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 2008⁵⁸, qui interdisait l'absorption de puissance réactive pour les installations de production raccordées en BT.

Dans sa consultation publique de juillet 2020, la CRE proposait 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.

Cette proposition 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. »

⁵⁸ 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

Les acteurs sont globalement favorables à cette orientation.

La CRE confirme sa proposition de modifier les règles tarifaires en ce sens.

4.5 Généralisation de l'option à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA

Dans le contexte du déploiement du compteur intelligent Linky, la CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT des tarifs à 4 plages temporelles en BT ≤ 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 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, son objectif de généralisation à terme du tarif à 4 plages temporelles à l'ensemble des utilisateurs. Elle considère toutefois que le rythme de cette généralisation doit être conditionné à l'acceptabilité des évolutions de factures qui pourront y être associées. Dans ce cadre, dans sa consultation publique de mars 2020, la CRE a proposé de généraliser les options à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA sur la période du TURPE 6 HTA-BT, à l'horizon de la dernière année du TURPE 6, soit à partir d'août 2024.

Les acteurs 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 que cette évolution n'est pas adaptée pour les ZNI, où la consommation n'est pas aussi saisonnalisée qu'en France métropolitaine.

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. Par exemple, pour un client disposant d'une surface habitable comprise entre 20m² et 40m² avec un chauffage électrique et une mauvaise isolation (puissance souscrite de 6 kVA), la généralisation de l'option à 4 plages temporelles serait associée à une baisse de facture en 2021 par rapport au TURPE 5 (- 1,7 €, hors effet niveau) et aboutirait à une facture équivalente à celle du TURPE 5 en 2024. Les effets de la généralisation des options à 4 plages temporelles se feraient davantage ressentir pour des clients avec des puissances plus élevées, mais resteraient toutefois contenus autour d'une vingtaine d'euros d'ici à 2024 pour les clients résidentiels, et pourraient atteindre une cinquantaine d'euros pour les petits professionnels (cf. partie 4.6.3).

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 maintient donc sa proposition de généralisation en 2024. Le calendrier et les modalités de généralisation qu'elle propose sont présentés dans les parties ci-après.

4.5.1 Calendrier et modalités envisagées de généralisation

La généralisation des options à 4 plages temporelles au cours de la période tarifaire TURPE 6 se traduirait par la suppression des options non saisonnalisées (CU et MU DT) en 2024, dernière année de la période tarifaire. Pour lissier, 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 envisage d'augmenter progressivement entre 2021 et 2023 le tarif de ces options et de diminuer dans le même temps le tarif des options à 4 plages temporelles.

Le lissage envisagé aurait pour effet, via la hausse progressive des options non horosaisonnalisées, de les « vider » progressivement. Le nombre de consommateurs ayant intérêt à souscrire une option non saisonnalisée évoluerait de la manière suivante durant la période TURPE 6 :

Tableau 30. 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 CRE envisage de définir, 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 annexe 9. 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.

4.5.2 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 millions 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 de 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 sa consultation de mars 2020 a proposé une solution consistant à conserver des options non saisonnalisées dérogatoires, uniquement accessibles à ces clients, calées au même niveau qu'en 2023. Les acteurs ayant répondu ont tous accueilli cette proposition favorablement. La CRE confirme sa proposition sur ce point.

En outre, s'agissant des clients qui auront refusé Linky, la CRE a rappelé dans la consultation publique de mars 2020 qu'une partie des gains économiques apportés par le programme Linky sont des gains 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.

Les modalités de facturation de ces coûts seront fixées d'ici la fin du déploiement massif (90% de compteurs posés), prévu en 2021. Cette proposition a été reçue favorablement par la majorité des acteurs.

4.6 Evolutions de factures modélisées

AVERTISSEMENT : Dans l'ensemble de cette partie, l'évolution moyenne du TURPE 6 HTA-BT par rapport au TURPE 5 HTA-BT (+ 2,0 % au 1^{er} août 2021 dans le scénario illustratif) n'est pas prise en compte, afin de permettre aux parties intéressées de juger plus directement l'impact des modifications de structure envisagées par la CRE.

Les évolutions de factures induites par le nouveau projet de structure sont globalement plus modérées que celles de la consultation publique de mars 2020, en particulier s'agissant des utilisateurs dont la durée d'utilisation est très courte.

Par ailleurs, la part du TURPE correspondant à environ 30 % de la facture totale d'un consommateur résidentiel, la CRE rappelle que les évolutions de facture globales seront plus modérées que celles présentées ci-dessous.

4.6.1 HTA

Les évolutions de factures de TURPE d'utilisateurs HTA représentatifs sont présentées ci-après. Pour ce domaine de tension, 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. Les évolutions de factures reflètent l'évolution des composantes de soutirage et de comptage entre le TURPE 5 et le TURPE 6, et intègrent les évolutions proposées concernant le coefficient mensuel de dépassement de puissance souscrite.

Tableau 31. Evolutions de factures annuelles entre le TURPE 5 et le TURPE 6 pour les utilisateurs HTA

Utilisateurs représentatifs HTA	Durée d'utilisation (DU)	Nombre d'utilisateurs HTA ⁵⁹	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6
Segment très court : durées d'utilisation entre 0 et 1000 heures	651	12 274	+ 1,9 %
Segment court : durées d'utilisation entre 1000 et 2000 heures	1529	21 415	+ 3,8 %
Segment moyen : durée d'utilisation entre 2000 et 3000 heures	2470	23 976	+ 4,0 %
Segment long : durée d'utilisation entre 3000 et 4000 heures	3457	15 465	+ 1,4 %
Segment très long : durée d'utilisation entre 4000 et 8760 heures	4937	18 755	- 2,8 %

Les évolutions de factures en HTA sont relativement modérées. Les clients subissant les plus fortes hausses (au maximum + 4 % en moyenne) sont ceux dont la durée d'utilisation est inférieure à 3000 heures et qui sont les plus impactés par la hausse de la part puissance, liée à la prise en compte d'un coût de desserte. Cet effet est partiellement compensé, en particulier pour les utilisateurs les plus courts, par la baisse importante de la composante de comptage. La méthode proposée reflète mieux le coût induit par ces utilisateurs pour les infrastructures de réseau qu'ils nécessitent, quand bien même leur utilisation est relativement réduite.

Les clients ayant une durée d'utilisation supérieure à 3000 heures voient quant à eux leur facture très faiblement augmenter, voire évoluer à la baisse pour les plus longs d'entre eux.

4.6.2 BT > 36 kVA

Les évolutions de factures d'utilisateurs BT > 36 kVA représentatifs sont présentées ci-après. Pour ce domaine de tension, 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.

⁵⁹ Le nombre d'utilisateurs est défini à partir d'un échantillon représentatif du portefeuille d'utilisateurs HTA fourni par Enedis

Tableau 32. Evolutions de factures annuelles entre le TURPE 5 et le TURPE 6 pour les utilisateurs BT > 36 kVA

Utilisateurs représentatifs BT > 36 kVA	Durée d'utilisation (DU)	Nombre d'utilisateurs ⁶⁰	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6
Segment très court : durées d'utilisation entre 0 et 1000 heures	615	65 655	+ 5,3%
Segment court : durées d'utilisation entre 1000 et 2000 heures	1 506	127 205	+ 2,8%
Segment moyen : durée d'utilisation entre 2000 et 3000 heures	2 460	127 206	+ 0,7%
Segment long : durée d'utilisation entre 3000 et 4000 heures	3 494	57 448	- 0,1 %
Segment très long : durée d'utilisation entre 4000 et 8760 heures	4 661	32 827	- 0,8%

Les évolutions de factures sont globalement contenues pour les clients BT > 36 kVA. Comme en HTA, les clients les plus courts sont ceux subissant la hausse la plus importante, du fait de l'augmentation de la part puissance (en lien avec la prise en compte d'un coût de desserte). Cette hausse, partiellement compensée par la baisse de la composante de comptage, reste néanmoins limitée à + 5,3 % et s'applique à des clients spécifiques, majoritairement saisonniers ou multi-fluides, représentant environ 16 % des clients totaux. Plus de 60 % des clients BT > 36 kVA, voient leur facture augmenter très légèrement ou se stabiliser, tandis que les clients les plus longs voient quant à eux leur facture baisser de près de - 1 %, ce qui s'explique par la baisse de la part énergie.

4.6.3 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.

Segment résidentiel (puissances souscrites entre 3 et 12 kVA)

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 hivernale⁶¹ 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.

Les évolutions de factures représentent l'évolution entre le TURPE 5 HTA-BT et le TURPE 6 HTA-BT pour les grilles de référence de 2021 et de 2024.

⁶⁰ Le nombre de clients a été défini à partir d'un échantillon représentatif du portefeuille de client BT > 36 kVA fourni par Enedis

⁶¹ La durée d'utilisation hivernale a été retenue en BT ≤ 36 kVA afin de pouvoir distinguer les clients avec et sans chauffage électrique.

Tableau 33. Evolutions de factures annuelles en 2021 et 2024 pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA résidentiels

Utilisateurs représentatifs BT ≤ 36 kVA résidentiels	Durée d'utilisation (DU)	nombre d'utilisateurs par puissance souscrite (milliers)	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6 grille 2021	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6 grille 2024
Clients avec Puissance souscrite de 3 kVA				
Segment court : 0 à 200h	87	2 677	+ 2,3 €	+ 0,7 €
Segment moyen : 200h à 600h	362	3 500	+0.1 €	- 0,2 €
Segment long : plus de 600h	1 054	4 118	-6.5 €	+ 6,4 €
Clients avec Puissance souscrite de 6 kVA				
Segment court : 0 à 150h	78	5 417	+ 6,7 €	+ 3,7 €
Segment moyen : 150h à 300h	226	7 917	+ 3,8 €	- 1,3 €
Segment long : plus de 300h	615	7 500	- 1,7€	0,0 €
Clients avec Puissance souscrite de 9 kVA				
Segment court : 0 à 120h	63	817	+ 15,1 €	+ 11,7 €
Segment moyen : 120h à 400h	228	1 180	+ 8, 1 €	+ 2,5 €
Segment long : plus de 400h	670	1 028	- 1,8 €	+ 14,6 €
Clients avec Puissance souscrite de 12 kVA				
Segment court : 0 à 150h	77	413	+ 20,0 €	+ 14,8 €
Segment moyen : 150h à 400h	253	636	+ 13,1 €	+ 6,3 €
Segment long : plus de 400h	718	670	- 1,25 €	+21,9 €

Les évolutions de facture se distinguent en 2021 et en 2024 du fait de la généralisation des options à 4 plages temporelles et plus particulièrement de la suppression des options Base et HP/HC. On remarque en particulier que les clients avec chauffage électrique, souscrivant généralement des options non saisonnalisées, bénéficient en 2021 de la baisse de la part énergie, mais que ces mêmes clients subissent en 2024 une hausse de facture par rapport à TURPE 5 liée à la suppression des options Base et HP/HC. Cette hausse est néanmoins progressive sur la période du TURPE 6 HTA-BT et contenue : elle ne dépasse pas + 22 €/an pour les plus gros consommateurs et reste très limitée pour les plus petits. La progressivité et la visibilité de la généralisation permettront aux consommateurs de faire évoluer leur mode de consommation en conséquence.

Les consommateurs très courts, majoritairement des résidences secondaires, saisonnières ou multi-fluides subissent une hausse de facture en 2021 liée à l'augmentation de la part puissance (en lien avec la prise en compte d'un coût de desserte), là encore contenue, s'élevant jusqu'à + 20€/an pour des clients avec des puissances souscrites importantes de 12 kVA. Il est important de noter qu'après une hausse en 2021, la facture de ces consommateurs diminue ensuite tout au long de la période TURPE 6 du fait du recalage des options à 4 plages temporelles.

Enfin, il est à noter que pour les petits consommateurs (3 et 6 kVA), les évolutions de factures sont de faible ampleur et en moyenne centrées en 0 sur la période.

S'agissant des effets sur la facture d'électricité globale des consommateurs, l'impact de ces évolutions sera également atténué par la persistance à moyen terme d'offres de fourniture non saisonnalisées et en particulier la persistance des Tarifs Réglementés de Vente d'Electricité (TRVE) qui moyennent les options TURPE au sein des TRV Base et HP/HC. De plus, pour rappel, le TURPE représente environ 30% de la facture globale.

Petits professionnels (puissances souscrites supérieures à 18 kVA)

Les évolutions de factures des clients appartenant à la catégorie « petits professionnels » (dont la puissance souscrite est supérieure ou égale 18 kVA) sont présentées ci-dessous, selon les mêmes modes de répartition par puissance souscrite et durée d'utilisation hivernale que précédemment.

Tableau 34. Evolutions de factures annuelles en 2021 et 2024 pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA petits professionnels

Utilisateurs représentatifs BT ≤ 36 kVA petits professionnels	Durée d'utilisation (DU)	nombre d'utilisateurs par puissance souscrite (milliers)	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6 grille 2021	Evolution de factures entre le TURPE 5 et le TURPE 6 grille 2024
Clients avec Puissance souscrite de 18 kVA				
Segment court : 0 à 150h	87	165	+ 30,7 €	+ 22,4 €
Segment moyen : 200h à 450h	296	215	+ 14,1 €	+ 11,6€
Segment long : plus de 450h	711	202	- 6,5 €	+ 11,9 €
Clients avec Puissance souscrite de 24 kVA				
Segment court : 0 à 200h	113	40	+ 30,0 €	+ 18,9 €
Segment moyen : 200h à 550h	362	67	+ 14,5 €	+ 11,6 €
Segment long : plus de 550h	824	67	- 16,8 €	+ 38,4 €
Clients avec Puissance souscrite de 30 kVA				
Segment court : 0 à 300h	167	16	+ 50,3 €	+ 44,4 €
Segment moyen : 300h à 600h	404	28	+ 9,3 €	- 22,3 €
Segment long : plus de 600h	919	28	- 36,9 €	- 3, 15 €
Clients avec Puissance souscrite de 36 kVA				
Segment court : 0 à 250h	120	61	+ 74,1 €	+ 59,6 €
Segment moyen : 250h à 550h	233	92	+ 14,7 €	+ 12,1 €
Segment long : plus de 550h	726	76	- 47,8 €	- 65,6 €

Les tendances d'évolution de factures pour les courts et moyens utilisateurs sont sensiblement similaires à celles des consommateurs résidentiels, mais les montants en euros sont plus importants, autant à la hausse qu'à la baisse, du fait du montant global des factures plus élevé pour ces consommateurs⁶².

Pour les petits professionnels dont la durée d'utilisation est la plus longue, l'impact de la généralisation de l'option à 4 plages temporelles se traduit par des évolutions à la hausse de plus faible ampleur, voire à la baisse, car ces consommateurs sont moins saisonnalisés que les consommateurs résidentiels, en particulier pour les puissances souscrites importantes.

⁶² La facture médiane de TURPE d'un client résidentiel (puissance souscrite comprise entre 3 et 12 kVA) s'élève à 176 €/an, tandis que celle d'un client petit professionnel (puissance souscrite comprise entre 18 et 36 kVA) s'élève à 827 €/an (hors évolution en niveau).

4.7 Tarification de l'autoconsommation

La délibération TURPE 5 HTA-BT et la délibération de la CRE du 7 juin 2018⁶³ 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, comme le feraient un producteur et un consommateur distincts ;
- 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.

Lorsque ces règles ont été mises en œuvre, moins de 14 000⁶⁴ 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 78 000 autoconsommateurs individuels sont raccordés au réseau géré par Enedis. Enedis dénombre par ailleurs 34 opérations d'autoconsommation collective actives à fin août 2020 (incluant les opérations étendues, cf. paragraphe 4.6.3), regroupant 519 participants (451 consommateurs et 68 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 41 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 peuvent déjà en être tirées et sont présentées ci-après.

4.7.1 Composantes de gestion spécifiques

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 à 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 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.

C'est pourquoi la CRE envisage de maintenir à ce stade le niveau des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et de ceux participant à des opérations d'autoconsommation collective.

Pour l'autoconsommation collective, la composante de gestion demeurerait 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.

Question 38 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

⁶³ 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>)

⁶⁴ 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>)

4.7.2 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 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 %) génèrait 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 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.

En outre, la CRE a interrogé les acteurs, dans sa consultation publique de mars 2020, sur cette option tarifaire. La majorité des acteurs ayant répondu à ces questions est défavorable aux dispositions en vigueur, qu'ils trouvent complexes et apportant peu de bénéfices aux utilisateurs concernés. Certains acteurs remettent notamment en cause le taux de 30% de contribution des flux autoproduits aux flux amont considéré par la CRE.

Depuis la mise en œuvre de cette option tarifaire, seuls deux participants à une opération d'autoconsommation collective en ont demandé la souscription.

Le retour d'expérience demandé par la CRE avait pour objectif de :

- vérifier si l'absence de souscription de la composante de soutirage spécifique s'expliquait par le fait que cette composante ne s'avèrerait pas avantageuse au regard des courbes de charges des participants, ou si d'autres phénomènes intervenaient ;
- analyser le taux de 30 % susmentionné, qui avait été fixé par la CRE de manière prudente, en l'absence de données réelles.

Intérêt des utilisateurs à souscrire l'option tarifaire

Enedis a analysé les courbes de charges de 160 consommateurs en autoconsommation collective sur une période d'un an. Pour chacun d'eux, Enedis a reconstitué les volumes autoproduits et alloproduits, a calculé la facture de TURPE que ces consommateurs auraient payée s'ils avaient souscrit l'option tarifaire spécifique et comparé cette facture avec la facture de ces mêmes consommateurs en ne considérant que les options classiques.

Il ressort de cette étude que la souscription de l'option tarifaire autoconsommation collective est la plupart du temps préférable pour le client et lui permet de diminuer sa facture par rapport aux options « classiques » :

- 77 % des sites gagneraient à souscrire un tarif spécifique autoconsommation ;
- le gain moyen est de 16 euros HT par an pour les sites qui auraient intérêt à souscrire cette option, soit de 7 % en moyenne.

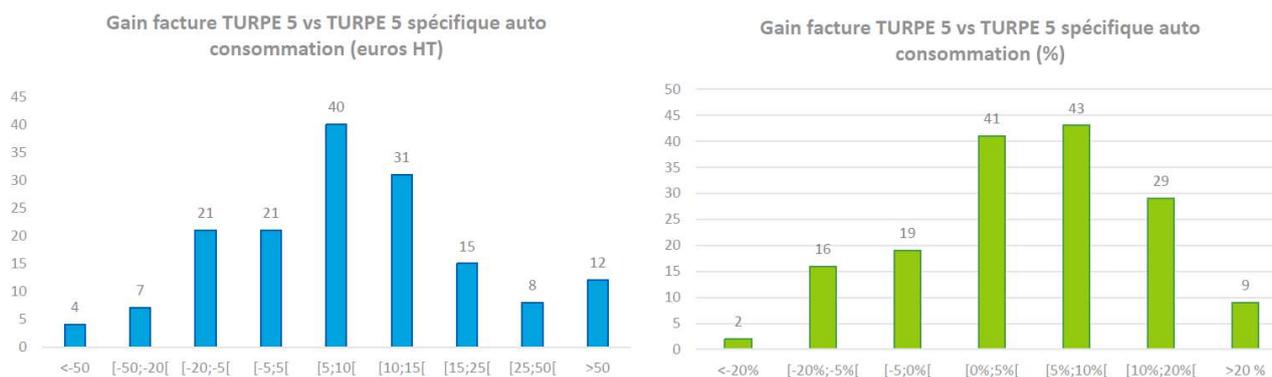


Figure 28. Gains de facture associés à la souscription de l'option tarifaire spécifique à l'autoconsommation collective (source : Enedis)

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 croître 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.

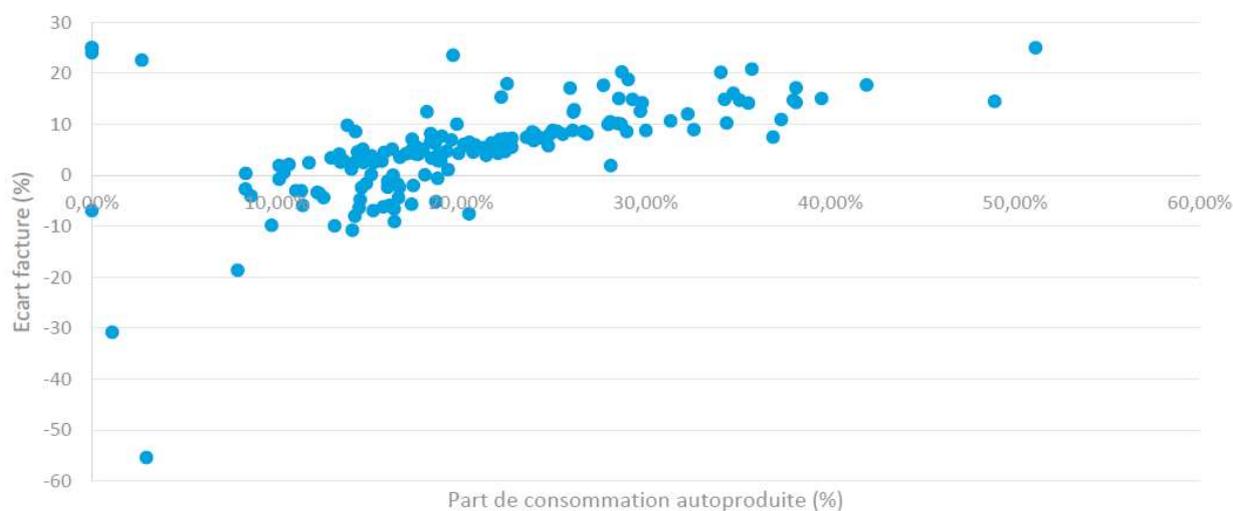


Figure 29 : gains de facture associés à l'option tarifaire spécifique à l'autoconsommation collective en fonction du taux d'autoproduction (source : Enedis)

La raison de la non-souscription de cette option ne semble donc pas seulement économique. Une explication pourrait être que, dans le cadre du contrat unique, la souscription de l'option tarifaire est déléguée par le consommateur à son fournisseur. Ceci nécessite que le fournisseur du surplus d'électricité consommée soit équipé de SI le permettant, ce qui n'est souvent pas le cas à ce jour dans la mesure où l'autoconsommation collective concernant encore un nombre réduit de consommateurs.

La CRE envisage ainsi de conserver le principe d'une option tarifaire fondée sur l'allocation des coûts de réseau distinguant flux autoproduits et alloproduits. La CRE s'assurera par ailleurs que la souscription de cette option soit facilitée, notamment via une clarification des modalités d'échanges entre personnes morales organisatrices des opérations d'autoconsommation collective, participants, fournisseurs de complément et Enedis.

Quantification du taux de participation des flux « autoproduits » aux flux amonts



Enedis a analysé les courbes de charges de deux opérations d'autoconsommation collective au pas 10' et au pas 30'. Il a été constaté que l'écart entre les flux autoconsommés mesurés aux deux pas de temps est inférieur à 5 %. Selon Enedis, la mesure au pas 10' approche elle-même avec suffisamment de précision le comportement réel des participants à une opération dès lors que suffisamment de consommateurs peuvent donner lieu à du foisonnement. Ainsi, il est raisonnable de considérer que le phénomène de *net metering* issu d'une mesure au pas 30' est très limité.

La CRE envisage en conséquence de supprimer l'affectation aux flux autoproduits de 30 % de flux amonts. 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.

Les grilles tarifaires illustratives résultant des évolutions de méthode envisagées sont détaillées en annexe 10.

Enfin, la CRE envisage d'exempter les participants quittant une opération d'autoconsommation collective 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 que ces derniers ne subissent pas de hausses de facture de TURPE dues à la souscription d'une option tarifaire ne correspondant plus à leur situation.

- Question 39 : Êtes-vous favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, telle qu'actuellement en vigueur ?
- Question 40 : Êtes-vous favorable à la suppression du paramètre de 30 % de participation des flux « auto-produits » aux flux amonts ?
- Question 41 : Êtes-vous favorable à l'exemption de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où un participant à une opération d'autoconsommation collective ayant souscrit l'option tarifaire spécifique à l'autoconsommation collective quitte cette opération ?

4.7.3 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 autoproduit 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 4.6.1, 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 collective⁶⁵, 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.

La CRE envisage donc de préciser les règles tarifaires en ce sens, et de réaffirmer dans la délibération TURPE 6 HTA-BT que la composante de soutirage optionnelle ne peut s'appliquer qu'aux participants à des opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT.

⁶⁵ 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

Concernant les opérations ne satisfaisant pas à ce critère, qu'elles soient dites étendues ou non, la CRE considère à ce stade, 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.

Question 42 : Partagez-vous la proposition de la CRE de reconduire la règle selon laquelle une composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective ne peut s'appliquer que dans le cas d'opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT ?

5. LISTE DES QUESTIONS

- Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par Enedis et la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?
- Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?
- Question 3 : Pour la distribution d'électricité, êtes-vous favorable à la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours pour les seuls investissements à cycle long ?
- Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?
- Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?
- Question 6 : Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution (maintien du fonctionnement actuel) ?
- Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 distribution ?
- Question 8 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des pertes ?
- Question 9 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?
- Question 10 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?
- Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis ?
- Question 12 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ?
- Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne d'Enedis dédiée aux fournisseurs d'électricité ?
- Question 14 : Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs envisagés relatifs à la modélisation des pertes ?
- Question 15 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période du TURPE 6 distribution ?
- Question 16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la cible actuelle de critère B, soit 62 minutes, dans la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 6 distribution ?
- Question 17 : Êtes-vous favorable à la proposition de calendrier pour l'intégration d'ici à TURPE 7 des données Linky dans le calcul du critère B ?
- Question 18 : Partagez-vous les objectifs envisagés par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation hors critère B (critère M, critères F-BT et critère F-HTA) ?

- Question 19 : Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés de couvertures du mécanisme des pénalités pour coupures longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par Enedis, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?
- Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?
- Question 21 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet *smart grids* afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?
- Question 22 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?
- Question 23 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?
- Question 24 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées au système électrique d'Enedis ?
- Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) d'Enedis ?
- Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du TURPE 6 distribution et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?
- Question 27 : Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissement proposée par Enedis ?
- Question 28 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?
- Question 29 : Êtes-vous favorable aux ajustements envisagés par la CRE concernant l'intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR d'Enedis ?
- Question 30 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant l'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés par Enedis pour la période du TURPE 6 distribution ?
- Question 31 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 distribution ?
- Question 32 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du paramètre Rf envisagées par la CRE ?
- Question 33 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?
- Question 34 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la baisse des composantes de comptage pour les domaines de tension $BT \leq 36$ kVA, mais aussi HTA et $BT > 36$ kVA ?
- Question 35 : Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTA et BT ?
- Question 36 : Êtes-vous favorable à l'alignement du coefficient pondérateur pour le calcul de la tarification des dépassements de puissance en HTA sur celui de la HTB ?
- Question 37 : Êtes-vous favorable à préciser, dans les règles tarifaires relatives à la distribution, que dans le cas où un regroupement conventionnel de points de connexion concerne des installations de production et des points de soutirage, les flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage ?
- Question 38 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?
- Question 39 : Êtes-vous favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, telle qu'actuellement en vigueur ?
- Question 40 : Êtes-vous favorable à la suppression du paramètre de 30 % de participation des flux « auto-produits » aux flux amonts ?

Question 41 : Êtes-vous favorable à l'exemption de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où un participant à une opération d'autoconsommation collective ayant souscrit l'option tarifaire spécifique à l'autoconsommation collective quitte cette opération ?

Question 42 : Partagez-vous la proposition de la CRE de reconduire la règle selon laquelle une composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective ne peut s'appliquer que dans le cas d'opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT ?

ANNEXE 1 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE

La présente annexe décrit les propositions de la CRE en matière de régulation incitative de la qualité de service.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis donnant lieu à incitation financière

1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis

Calcul	<u>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</u>
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

1.2. Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

Calcul	<u>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</u>
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 uniquement : 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

1.3. Taux de réponses 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	- Toutes les réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via 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	- 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 : 94 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 95 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 95 %
Incitations	- 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

1.4. 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	- 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	- 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 2023 au 31 décembre 2023 : 9 %
Incitations	- 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

1.5. Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

Calcul	<u>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</u>
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
Incitations	- 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

	<ul style="list-style-type: none"> - 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	- 1er janvier 2014

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	<u>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</u>
Périmètre	- 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 pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <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 2023 au 31 décembre 2023 : 94 % <p><u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <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 2023 au 31 décembre 2023 : 94 %
Incitations	<p><u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 <p><u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 <ul style="list-style-type: none"> - Valeur plancher des incitations : ± 7 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

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 et la date d'envoi de la facture par Enedis suite à la réalisation du raccordement.</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 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 ;

	<ul style="list-style-type: none"> ○ les ajouts injection sur branchements existants ; ○ les raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau ; ○ les raccordements collectifs ; ○ les raccordements sur le réseau HTA
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 pour les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 76 jours ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 72 jours ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 68 jours ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 64 jours <p><u>Objectif de référence pour les ajouts injection sur branchements existants en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 31 jours ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 29 jours ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 27 jours ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 26 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 154 jours ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 147 jours ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 141 jours ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 134 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 142 jours ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 140 jours ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 137 jours ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 135 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements collectifs en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 225 jours ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 212 jours ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 199 jours ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 186 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements sur le réseau HTA en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 195 jours ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 185 jours ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 175 jours ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 165 jours
Incitations	<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 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 : (11,3 € 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 : (7,9 € 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 : - 5 M€ pour les malus / + 3,5 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements sur le réseau HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (190,9 € 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 : (133,6 € 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>- Versement au travers du CRCP</p>
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

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
-----------------------	---------------------------

1.9. Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

Calcul	<i>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</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 : 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	- 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

1.10. Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes

Calcul	<i><u>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</u></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

1.11. Energie calée et normalisée en Recotemp

Calcul	<i><u>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</u></i>
Périmètre	- Consommation profilée de tous les responsables d'équilibre
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle

	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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

1.12. Ecarts 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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

1.13. Qualité de la prévision des pertes relative à l'ENA

Calcul	<i>Ecarts moyens des valeurs de l'ENA non normalisée au pas demi-horaire divisé par le volume annuel de consommation au périmètre Enedis</i>
Périmètre	- Périmètre d'équilibre d'Enedis
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - 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) : 2,7 % o 2022 (RT 17) : 2,6 % o 2023 (RT 18) : 2,5 % o 2024 (RT 19) : 2,4 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - 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

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

Les nouveaux indicateurs suivis ajoutés en TURPE 6 sont indiqués en gras dans les tableaux ci-dessous.

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
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

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

La CRE envisage de supprimer le suivi des indicateurs « nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs » et « taux de réclamations multiples non filtré », ceux-ci ne semblant pas pertinent pour suivre la qualité de la relation d'Enedis avec les utilisateurs.

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-relevé/ Nombre de compteurs à relever durant le mois	Trimestrielle

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	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

puissance \leq 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement		
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

La CRE envisage de supprimer le suivi des indicateurs « taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation des travaux », « délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs » et « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs », l'introduction de l'indicateur incité sur les délais de réalisation raccordement remplace ces indicateurs.

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	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

ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE D'ALIMENTATION

La présente annexe décrit les propositions de la CRE en matière de régulation incitative de la qualité d'alimentation. Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par Enedis, les ELD ou EDF SEI 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 utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels, cette définition ne s'applique par à EDF SEI suite à la délibération de la CRE du 19 décembre 2019 :

- 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.

2. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à Enedis, à EDF SEI et à toutes les ELD, 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 à 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 - Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage
Incitations	<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

	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.
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2017

3. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

3.1. 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> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{66} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
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	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2024 : 62 minutes
Incitations	<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

3.2. 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> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{67} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
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	<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 (DMC_{Nref}^{HTA}) :

⁶⁶ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

⁶⁷ Ibid.

	<ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 42,1 minutes ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 41,7 minutes ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 41,2 minutes ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 40,7 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

3.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

Calcul	<p>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.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{68} \text{ et brèves}^{69} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
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	<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 (FMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 1,72 coupures par an ○ du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 1,60 coupures par an ○ du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 1,47 coupures par an ○ du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 1,34 coupures 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

3.4. Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

Calcul	<p>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 (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{70} \text{ et brèves}^{71} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
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	<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

⁶⁸ Ibid.

⁶⁹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

⁷⁰ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

⁷¹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

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 coupures par an o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 1,73 coupures par an o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 1,58 coupures par an o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 1,43 coupures par an
Incidations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $20 \text{ M€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_{Nref}^{HTA} - FMC_N^{HTA})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

4. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

La CRE propose la liste suivante d'indicateurs suivis de la qualité d'alimentation d'Enedis.

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 ; • évènements 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 due 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 ; • évènements 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 due 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 ⁷² pour les clients disposant d'un compteur évolué, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle
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

⁷² 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.

ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE LA TRANSMISSION DES DONNEES

La présente annexe décrit les propositions de la CRE en matière de régulation incitative de la qualité de la transmission des données.

1. Indicateurs incités financièrement de la qualité de la transmission des données

1.1. Taux de transmission en J+1 des Courbes de Charge Linky

Calcul	<u>Nombre de Courbes de Charge transmises en J+1 pour des points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à transmission quotidienne de la courbe de charge (F300C) / Nombre de points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à transmission quotidienne de la courbe de charge (F300C)</u>
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 : 96,6 % 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 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

1.2. 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 données, 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 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

1.3. Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA

Calcul	Nombre d'index réels ⁷³ utilisé pour la facturation / nombre de compteurs à facturer pendant le mois
--------	---

⁷³ Les règles de marché en vigueur prévoient qu'un index est qualifié de réel s'il est télé-relevé jusqu'à J-5.

Périmètre	- Tous les point BT > 36 kVA équipés de boitiers 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 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

1.4. 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 point 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 : 83 % o du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 85 % o du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 87 % o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 90 %
Incitations	- L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 150 k€ de pénalité par dixième de point 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} août 2021

ANNEXE 4 – DETAILS DES AJUSTEMENTS CONCERNANTS L'INVENTAIRE DES COLONNES MONTANTES

Cette annexe liste l'ensemble des ajustements préconisés par l'auditeur et que la CRE demande à Enedis de prendre en compte pour rectifier son inventaire :

- 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 HC correspondant, a minima, à 15% des quantités EC 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.

ANNEXE 5 – GRILLES TARIFAIRES TURPE 6 HTA-BT : COMPOSANTE DE GESTION (HORS EVOLUTION DES PARAMETRES R_f ET C_{CARD})

1. Composante annuelle de gestion

Tableau 1 : Composante annuelle de gestion – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	215,47 + C _{CARD HTA}	215,47 + R _{f HTA}
BT > 36 kVA	107,73 + C _{CARD BT > 36 kVA}	107,73 + R _{f BT > 36 kVA}
BT ≤ 36 kVA	7,54 + C _{CARD BT ≤ 36 kVA}	7,54 + R _{f BT ≤ 36 kVA}

2. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Tableau 2 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels avec injection – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	323,20 + C _{CARD HTA} + R _{f HTA} /2
BT > 36 kVA	161,60 + C _{CARD BT > 36 kVA} + R _{f BT > 36 kVA} /2
BT ≤ 36 kVA	11,31 + C _{CARD BT ≤ 36 kVA} + R _{f BT ≤ 36 kVA} /2

Tableau 3 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels sans injection – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	215,47 + C _{CARD HTA}	215,47 + R _{f HTA}
BT > 36 kVA	107,73 + C _{CARD BT > 36 kVA}	107,73 + R _{f BT > 36 kVA}
BT ≤ 36 kVA	7,54 + C _{CARD BT ≤ 36 kVA}	7,54 + R _{f BT ≤ 36 kVA}

Tableau 4 : Composante de gestion des autoproducteurs en collectif – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	161,60 + C _{CARD BT > 36 kVA}	161,60 + R _{f BT > 36 kVA}
BT ≤ 36 kVA	11,31 + C _{CARD BT ≤ 36 kVA}	11,31 + R _{f BT ≤ 36 kVA}

ANNEXE 6 – GRILLES TARIFAIRES TURPE 6 HTA-BT : COMPOSANTE DE COMPTAGE

Comme détaillé au paragraphe 4.4.3, dans le cas où le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, le niveau de la composante de comptage dans le TURPE 6 HTA-BT tient compte de la baisse des coûts de comptage identifiée par Enedis, liée au renouvellement des parcs de compteurs sur les différents domaines de tension.

Cette baisse des coûts de comptage n'est toutefois pas vérifiée dans les cas particuliers où l'utilisateur ne dispose pas de dispositif de comptage ou bien est propriétaire de son dispositif de comptage. Dans ces cas de figure, la CRE envisage de retenir une indexation de la composante de comptage correspondant à l'évolution moyenne du niveau du tarif au 1^{er} août 2021.

1. Utilisateurs sans dispositif de comptage

Tableau 1 : Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

Composante annuelle de comptage (€/an)
1,47

2. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Tableau 2 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	344,31
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	252,79
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁷⁴	18,02

3. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 3 : Composante annuelle de comptage – Dispositif de comptage propriété des utilisateurs – scénario illustratif au 1^{er} août 2021

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	174,12
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	159,44
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	10,03

⁷⁴ 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.

ANNEXE 7 – METHODE ENVISAGEE 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, d'une part, à partir 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 engagés 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 réseau⁷⁵ 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, d'une part, de mieux prendre en compte 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 sera donc plus représentatif de la forme de la consommation réelle des consommateurs.

La méthodologie envisagée à ce stade 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 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 GENERAL 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 envisage de mettre 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 ces coûts ;
 - 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 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, 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).

⁷⁵ Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

Pour le réseau HTB3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées. En effet, comme déjà indiqué au paragraphe 1.2.2, 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 :

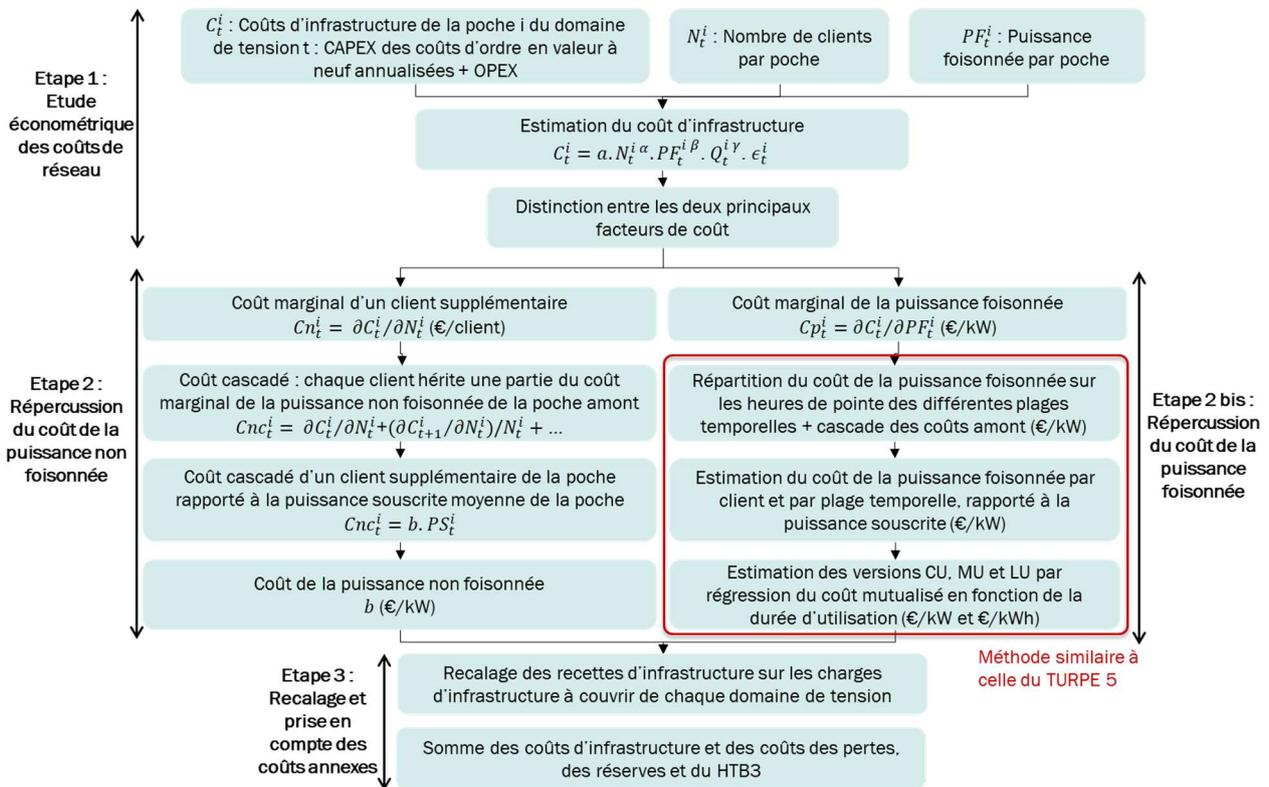


Figure 1 : Etapes de la méthode envisagée pour le TURPE 6

2. ETAPE 1 : ETUDE ECONOMETRIQUE 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 définir un coût incrémental 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 :

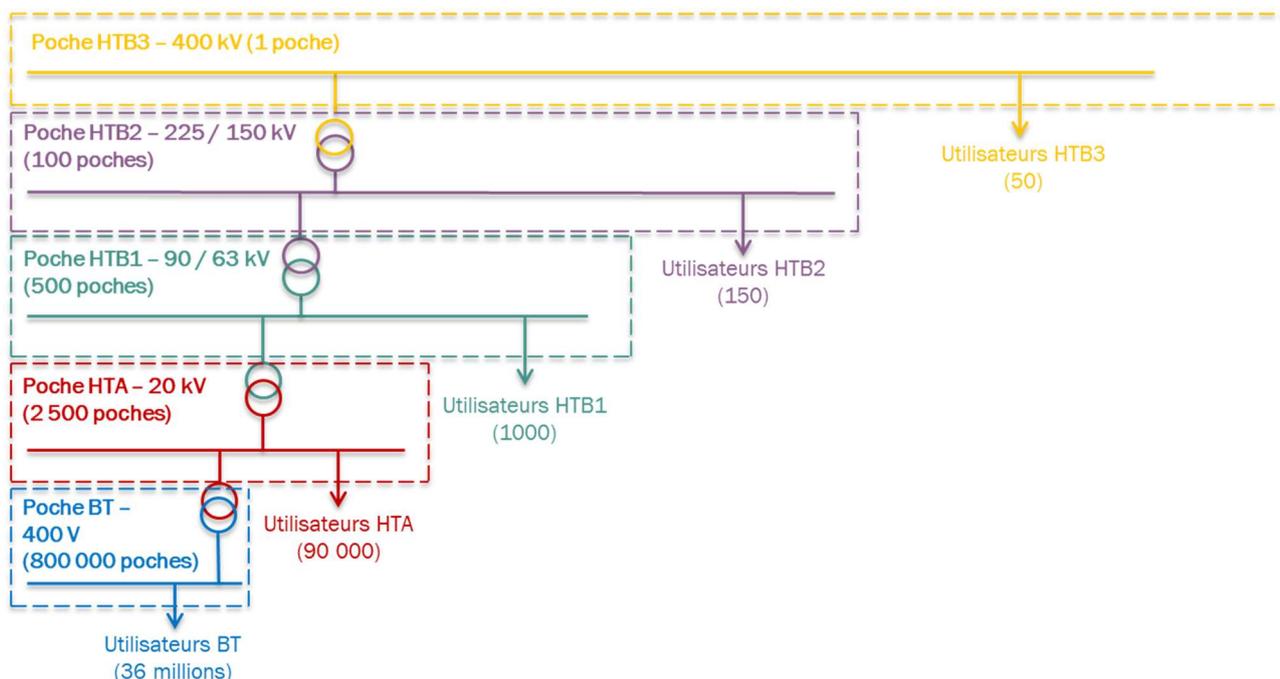


Figure 2 : Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur)

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 transité 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** foisonnée⁷⁶ (**puissance foisonnée**) et du **nombre d'utilisateurs** de chaque poche.

Des variables de contrôles ont également 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.

$$C_{pi} = A \cdot N_i^\alpha \cdot PF_{pi}^\beta \cdot Q_i^\gamma$$

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.

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

⁷⁶ 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.

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, telle qu'envisagée à ce stade pour le 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 : REPERCUSSION DES COÛTS A 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 de mai 2019, 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 semble 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 GRT 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 inciterait 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, telle qu'envisagée à ce stade, consiste à déduire de la fonction de coûts les coûts marginaux par rapport au nombre d'utilisateurs et de 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 ;
- le coût marginal à la puissance foisonnée est le coût induit par une demande de puissance légèrement supérieure, à nombre d'utilisateurs fixé.

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 d'un utilisateur supplémentaire

Le coût marginal d'un utilisateur supplémentaire 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 des composantes d'extension et de 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 d'un utilisateur supplémentaire 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 propose, 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 de la consommation 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 de la puissance foisonnée est ensuite réparti sur les heures de pointe des différentes plages temporelles, puis par utilisateur en fonction de sa courbe de charge.

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 les résultats sous la forme d'un nuage de points, dans lequel chaque point représente le coût induit par un utilisateur de ce niveau de tension en fonction de sa durée d'utilisation durant la plage temporelle considérée. 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.

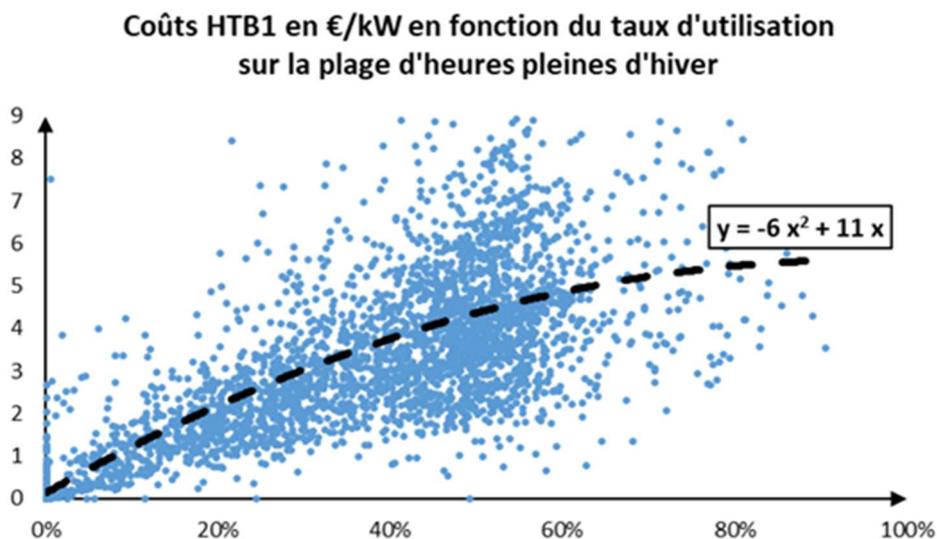


Figure 3 : Coûts d'infrastructure (€/kW puissance maximale) par utilisateur pour la plage heures pleines d'hiver en HTB 1 en fonction du taux d'utilisation de la puissance maximale

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 envisagée 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.

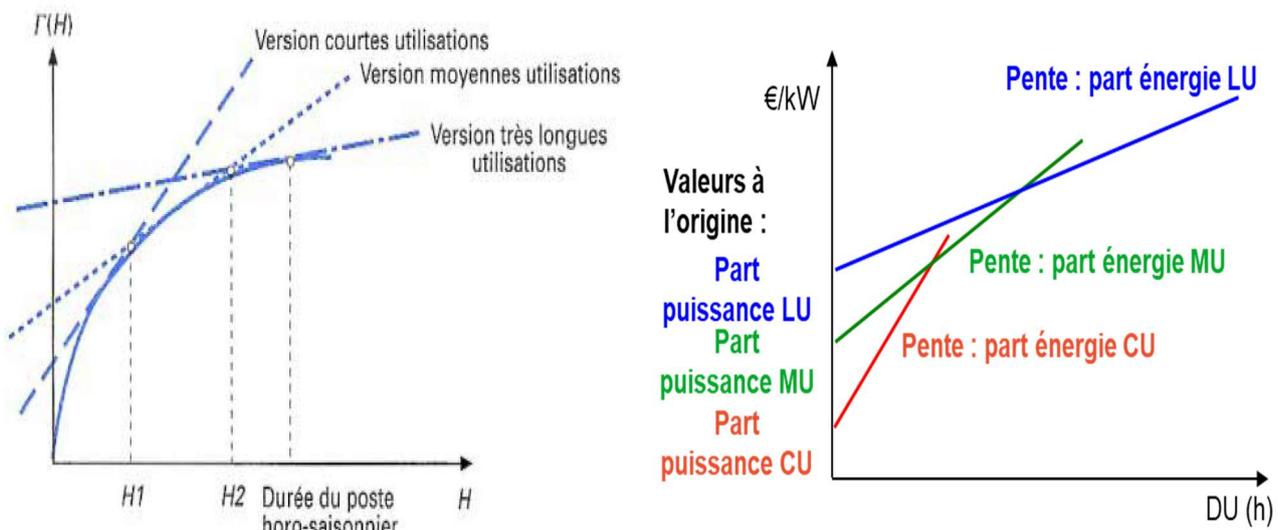
Les courbes de charge des postes sources ainsi que les données de consommation agrégées des utilisateurs raccordés en HTA, précisant pour chacun d'eux la répartition entre postes horosaisonniers de leur consommation durant la pointe foisonnée de leur poche, ont été utilisées pour procéder de façon similaire 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 pour la collectivité 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 consommée.



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.

Enfin, les coefficients sont ajustés proportionnellement de façon à recouvrer les charges à tarifier correspondant aux infrastructures historiques, 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.

4. ETAPE 3 : PRISE EN COMPTE DES COÛTS ANNEXES

Deux catégories de coûts restent à prendre en compte pour obtenir les coefficients de la composante de soutirage :

- le coût des réserves ;
- le coût des pertes.

4.1 Coût des réserves

Dans le TURPE 5, les coûts des réserves 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 des pertes, y compris la cascade des coûts des domaines de tension amont sur les domaines aval. La CRE envisage d'améliorer 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 envisage de répercuter les coûts des réserves en fonction de l'énergie soutirée, quel que soit le domaine de tension. Le coût de constitution des réserves représenterait de l'ordre de 0,10 c€ par kWh de soutirage.

4.2 Coût des pertes

Les coûts des pertes sont actuellement répercutés aux soutirages selon le taux de pertes par domaine de tension et le profil de prix d'acquisition des pertes. La CRE envisage de conserver cette méthodologie pour le TURPE 6.

Les taux de pertes et les coûts unitaires 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 des pertes par domaines de tension

€/kWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
HTB3	0,11	0,09	0,06	0,08	0,05
HTB2	0,14	0,12	0,08	0,10	0,06
HTB1	0,19	0,16	0,11	0,14	0,08
HTA	0,26	0,22	0,15	0,19	0,11
BT	0,71	0,60	0,40	0,50	0,30

ANNEXE 8 – GRILLES TARIFAIRES HORS EVOLUTION EN NIVEAU

AVERTISSEMENT : Afin de permettre aux parties intéressées de juger plus directement l'impact des modifications de structure proposées par la CRE, la hausse en niveau au 1^{er} août 2021 de +2,0 % du scénario illustratif n'est pas prise en compte dans l'ensemble de cette annexe. La grille tarifaire présentée ci-dessous est calée de façon à générer les mêmes recettes tarifaires que la dernière année de la période du TURPE 5 HTA-BT : 1^{er} août 2020 – 31 juillet 2021. Elle est donc plus basse que la grille présentée au paragraphe 4.4.

Les grilles tarifaires de la composante de soutirage HTA-BT présentées ci-dessous sont calées de façon à générer les recettes tarifaires de la dernière année de la période du TURPE 5 HTA-BT : 1^{er} août 2020 – 31 juillet 2021.

Les grilles tarifaires en TURPE 5 générant le même niveau de recettes sont rappelées pour faciliter la comparaison.

HTA

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – TURPE 5 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	2,66	2,38	2,01	1,83	0,96
LU €/kW	16,31	15,76	13,29	8,75	1,67
CU c€/kWh	3,11	2,93	2,11	1,95	1,18
LU c€/kWh	2,85	2,14	1,34	0,99	0,87

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23
LU €/kW	32,32	29,40	18,21	13,27	12,33
CU c€/kWh	5,80	4,13	2,40	0,70	0,48
LU c€/kWh	2,68	1,99	1,29	0,59	0,46

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – TURPE 5 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,26	2,29	2,01	1,83	0,96
LU €/kW	18,75	17,43	13,29	8,75	1,67
CU c€/kWh	4,15	2,80	2,11	1,95	1,18
LU c€/kWh	3,26	1,96	1,34	0,99	0,87

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	12,84	12,13	12,23	12,23	12,23
LU €/kW	34,78	31,08	18,21	13,27	12,33
CU c€/kWh	6,87	3,99	2,40	0,70	0,48
LU c€/kWh	3,09	1,81	1,29	0,59	0,46

BT > 36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – TURPE 5 2020-2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	10,44	5,36	3,91	1,18
LU €/kW	19,16	11,41	9,35	3,88
CU c€/kWh	5,03	3,08	2,28	1,87
LU c€/kWh	4,37	2,94	1,97	1,82

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	14,40	11,99	11,62	11,32
LU €/kW	23,51	15,02	13,25	11,90
CU c€/kWh	5,09	3,91	2,12	1,48
LU c€/kWh	4,24	3,37	1,96	1,23

BT ≤ 36 kVA

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – TURPE 5 2020-2021	
CU €/kW	6,00
LU €/kW	62,52
CU c€/kWh	3,88
LU c€/kWh	1,47

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	
CU €/kW	8,38
LU €/kW	75,53
CU c€/kWh	3,64
LU c€/kWh	1,00

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – TURPE 5 2020-2021	HP	HC
MU €/kW	8,52	
MU c€/kWh	4,11	2,51

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	HP	HC
MU €/kW	10,23	
MU c€/kWh	3,72	2,64

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – TURPE 5 2020-2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	5,4			
MU €/kW	7,56			
CU c€/kWh	7,78	3,88	1,99	1,43
MU c€/kWh	5,95	3,43	1,38	1,04

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – TURPE 6 à iso-niveau 2020-2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,33			
MU €/kW	9,80			
CU c€/kWh	6,13	4,19	1,32	0,83
MU c€/kWh	5,62	3,89	1,29	0,82

ANNEXE 9 – GRILLES TARIFAIRES DE REFERENCE BT ≤ 36 KVA

Les grilles tarifaires de la composante de soutirage BT ≤ 36 kVA présentées ci-dessous constituent les grilles de référence de chaque année de la période du TURPE 6 HTA-BT, tenant compte des évolutions de structure progressives associées à la généralisation de l'option à 4 plages temporelles décrites en partie 4.5.

Ces grilles sont calées au niveau permettant de générer les recettes attendues pour la première année 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.

2022

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille de référence 2022	
CU €/kW	8,83
LU €/kW	75,59
CU c€/kWh	3,84
LU c€/kWh	1,00

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille de référence 2022	HP	HC
MU €/kW	10,76	
MU c€/kWh	3,91	2,78

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,34			
MU €/kW	9,81			
CU c€/kWh	6,14	4,19	1,32	0,83
MU c€/kWh	5,63	3,89	1,29	0,82

2023

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille de référence 2023	
CU €/kW	9,16
LU €/kW	74,56
CU c€/kWh	3,98
LU c€/kWh	0,99

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille de référence 2023	HP	HC
MU €/kW	11,17	
MU c€/kWh	4,06	2,88

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,23			
MU €/kW	9,68			
CU c€/kWh	6,05	4,14	1,30	0,82
MU c€/kWh	5,55	3,84	1,28	0,81

2024

En 2024, seule l'option à 4 plages temporelles peut être souscrite. Les options sans différenciation temporelle (Base) et à 2 plages temporelles (HP/HC) ne peuvent être souscrites, à titre dérogatoire, que par les clients encore non équipés d'un compteur évolué, et le niveau de la grille de référence est le même que celui de 2023.

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – grille de référence 2024	
CU €/kW	9,16
LU €/kW	74,02
CU c€/kWh	3,98
LU c€/kWh	0,98

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – grille de référence 2024	HP	HC
MU €/kW	11,17	
MU c€/kWh	4,06	2,88

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,17			
MU €/kW	9,61			
CU c€/kWh	6,01	4,11	1,29	0,81
MU c€/kWh	5,51	3,81	1,27	0,81

ANNEXE 10 – GRILLES TARIFAIRES OPTIONNELLES A DESTINATION DES PARTICIPANTS A DES OPERATIONS D'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

La présente annexe détaille les coefficients tarifaires de la composante de soutirage optionnelle à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective. Pour la BT ≤ 36 kVA, à chaque version tarifaire sont associées des grilles de référence pour chaque année de la période du TURPE 6 HTA-BT, tenant compte des évolutions de structure progressives associées à la généralisation de l'option à 4 plages temporelles décrites en partie 4.5.

Ces grilles sont calées au niveau permettant de générer les recettes attendues pour la première année 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.

Les grilles sont composées, pour chaque version tarifaire, d'une part puissance et de deux composantes à l'énergie : une pour la tarification des flux alloproduits, l'autre pour la tarification des flux autoproduits, selon le même principe que l'option en vigueur dans le TURPE 5 HTA-BT.

2021

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	14,76	11,81	10,72	10,51
LU €/kW	24,53	15,70	12,83	11,90
CU c€/kWh alloproduit	5,28	3,42	1,95	1,51
LU c€/kWh alloproduit	4,47	2,95	1,83	0,94
CU c€/kWh autoproduit	2,94	2,09	0,73	0,48
LU c€/kWh autoproduit	2,94	2,09	0,73	0,48

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2021	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,48			
MU €/kW	10,03			
CU c€/kWh alloproduit	6,80	4,15	2,16	0,83
MU c€/kWh alloproduit	6,19	3,96	2,10	0,83
CU c€/kWh autoproduit	1,51	1,18	0,74	0,37
MU c€/kWh autoproduit	1,51	1,18	0,74	0,37

2022

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2022	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,33			
MU €/kW	9,85			
CU c€/kWh alloproduit	6,66	4,06	2,12	0,81
MU c€/kWh alloproduit	6,06	3,88	2,06	0,81
CU c€/kWh autoproduit	1,48	1,15	0,73	0,36
MU c€/kWh autoproduit	1,48	1,15	0,73	0,36

2023

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2023	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,21			
MU €/kW	9,71			
CU c€/kWh alloproduit	6,55	4,00	2,08	0,80
MU c€/kWh alloproduit	5,97	3,81	2,03	0,80
CU c€/kWh autoproduit	1,46	1,13	0,72	0,36
MU c€/kWh autoproduit	1,46	1,13	0,72	0,36

2024

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – grille de référence 2024	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	8,15			
MU €/kW	9,64			
CU c€/kWh alloproduit	6,49	3,96	2,06	0,79
MU c€/kWh alloproduit	5,91	3,78	2,01	0,79
CU c€/kWh autoproduit	1,44	1,12	0,71	0,35
MU c€/kWh autoproduit	1,44	1,12	0,71	0,35