

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 octobre 2016 portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 5 HTA-BT s'appliquera à compter du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans. Il a été adopté après une large consultation des acteurs concernés et à la suite d'études rendues publiques.

Le TURPE 5 HTA-BT donne à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif entre 2017 et 2021 et incite Enedis à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

[Le TURPE 5 HTA-BT prépare l'avenir en donnant aux gestionnaires de réseaux de distribution tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique](#)

Le TURPE 5 HTA-BT intègre la totalité des programmes d'investissements et de recherche et développement présentés par Enedis. Il prend en compte les effets du déploiement des compteurs évolués « Linky », notamment la réduction des pertes sur les réseaux. Il introduit la possibilité pour Enedis de présenter des projets de *smart grids* en cours de période tarifaire.

Le TURPE 5 HTA-BT présente une hausse significative des charges d'exploitation et des charges de capital par rapport au niveau réalisé en 2015, permettant à Enedis de faire face à l'évolution de ses métiers dans le contexte de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité.

La structure tarifaire du TURPE 5 HTA-BT est fondée sur les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE et Enedis pour la période 2017-2020. Elle prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier, c'est-à-dire de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation, ainsi qu'au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité.

[Compte tenu de ces enjeux, le TURPE HTA-BT connaît une hausse maîtrisée et comporte des incitations renforcées à la performance des opérateurs](#)

Le TURPE HTA-BT augmentera en moyenne de 2,71 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite, en moyenne, selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). Cette évolution modérée résulte de divers facteurs à la hausse (niveau élevé des investissements qui conduit mécaniquement à une hausse de la base d'actifs régulés, hausse des charges d'exploitation liée aux nouveaux projets d'Enedis, hausse du TURPE HTB) et à la baisse (baisse des taux sur les marchés financiers, baisse du coût des pertes, intégration des gains de productivité réalisés pendant la période du TURPE 4).

Les incitations à la performance d'Enedis sont renforcées : introduction d'incitations sur les coûts unitaires des investissements, sur les charges de capital « hors réseaux » et sur les charges liées à la compensation des pertes électriques, renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation et sur la qualité de service.

Enfin, le mécanisme de différé tarifaire prévu pour le projet Linky conduit à imputer sur le compte régulé de lissage les effets anticipés sur les charges d'Enedis de ce projet, qui ne pèse donc pas sur le niveau du TURPE 5 HTA-BT.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 4 HTA-BT » pour les utilisateurs raccordés en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT), sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'application d'environ 4 ans, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013¹ (ci-après dénommée « délibération TURPE 4 HTA-BT »).

Cadre juridique

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 ».

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 ».

L'article L. 341-4 du même code dispose que « 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. 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 ».

En application de ces dispositions, la présente délibération définit les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, dits « TURPE 5 HTA-BT », pour les utilisateurs raccordés en HTA et en BT, conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} août 2017.

Processus d'élaboration du TURPE 5

Les travaux d'élaboration du « TURPE 5 » ont commencé au début de l'année 2015, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché.

La CRE a mené une très large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle a réalisé trois consultations publiques et a procédé à de multiples auditions et tables rondes. Elle a adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5², qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et projette une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017. En relation avec la décision d'introduire une option à pointe mobile à l'horizon du TURPE 5, et afin de maintenir une cohérence des signaux tarifaires au cours de l'ensemble de l'année 2017, cette même délibération a défini un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA pour la période allant du 1^{er} janvier 2017 à l'entrée en vigueur du TURPE 5. La CRE a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations.

Ce calendrier et cette large concertation ont donné à tous les acteurs concernés la visibilité et la capacité d'anticipation nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Les études externes commandées par la CRE dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 sont publiées.

Date d'entrée en vigueur et durée d'application du TURPE 5 HTA-BT

Le TURPE 5 HTA-BT entrera en vigueur le 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB. Cette évolution recueille l'avis favorable de l'ensemble des acteurs. Il s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans.

Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettre du 22 février 2016. Pour la distribution, ces orientations portent sur les enjeux relatifs à la maîtrise des pointes électriques, qui devrait être favorisée par l'introduction de tarifs d'utilisation des réseaux à « quatre index » et « à pointe mobile », sur l'attention à porter à tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie qui devrait être mesuré, sur l'importance d'engager une

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

² Délibération du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

réflexion sur le développement de nouveaux types de profils associés à de nouveaux usages des réseaux, sur la question des installations de stockage pour lesquelles une régulation tarifaire adaptée devrait être envisagée, sur l'importance d'un cadre de régulation favorable à l'investissement, se fondant sur une méthode tarifaire stable et lisible, et enfin sur la priorité que constitue le redressement du niveau de qualité de l'électricité acheminée pour la prochaine période tarifaire. Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE³.

Une structure et un cadre de régulation qui s'adaptent aux évolutions liées à la transition énergétique

En ce qui concerne la structure du tarif et les signaux adressés aux utilisateurs des réseaux, la CRE a pris en compte les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE et Enedis sur la période 2017-2020. Ainsi, les anticipations des gestionnaires de réseaux concernant l'utilisation des réseaux et les évolutions liées à la transition énergétique (telles que le développement de la production renouvelable décentralisée et celui des mesures d'efficacité énergétique) sont prises en compte. Le TURPE 5 prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier du tarif, notamment en créant une option tarifaire à pointe mobile dans le domaine de tension HTA et en créant une option tarifaire à quatre plages temporelles pour les utilisateurs en BT équipés d'un compteur le permettant. Ce renforcement de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux sera favorable aux actions de maîtrise de la consommation, ainsi qu'au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité.

Cette évolution a pour conséquence une hausse de la part des coûts attribuables aux utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA (+ 2,25 % d'ici à 2020), et une baisse de la part des coûts attribuables aux utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA (- 2,43 % d'ici à 2020) et en HTA (- 6,11 % d'ici à 2020), pour la détermination de la composante de soutirage.

Le TURPE 5 HTA-BT met en œuvre une augmentation légère et progressive de la part puissance pour la basse tension, qui résulte des données de flux prévisionnels fournies par RTE et Enedis, des courbes de charges constatées pour les utilisateurs concernés et de leurs profils de consommation.

En revanche, la CRE a choisi de ne pas augmenter de façon artificielle la part puissance des recettes tarifaires. Une telle évolution entraînerait des hausses de facture significatives pour certains utilisateurs et réduirait l'incitation à la maîtrise de la consommation. La CRE considère qu'une évolution significative de la part puissance doit reposer sur l'observation ou l'anticipation d'évolutions majeures dans les modes d'utilisation des réseaux, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui au vu de l'ensemble des données transmises par RTE et Enedis pour la période 2017-2020.

Une clause de rendez-vous, permettant, le cas échéant, d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre des TURPE 5 HTA-BT, soit à l'été 2019, est introduite pour prendre en compte les éventuels changements importants dans les modes d'utilisation ou les méthodes de dimensionnement des réseaux. Le cas échéant, la CRE examinera s'il y a lieu d'adapter la structure tarifaire afin d'assurer la pertinence des signaux économiques qu'elle transmet. La CRE veillera également, dans ce cadre, à maintenir la continuité et la prévisibilité des tarifs nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

La CRE a également examiné de manière approfondie la question de la pertinence et de la faisabilité d'un tarif à pointe mobile en basse tension, sur la base d'un signal local ou d'un signal national. Les données disponibles actuellement ne permettraient pas aux gestionnaires de réseaux de distribution d'activer un signal local. Un TURPE à pointe mobile fondé sur un signal national pourrait conduire à des phénomènes de report et de resynchronisation de l'utilisation des réseaux, dont les coûts à court terme pour les réseaux basse tension pourraient excéder les gains espérés à long terme pour les réseaux amont. La CRE a donc considéré que l'introduction d'une option à pointe mobile en basse tension serait prématurée : elle poursuivra ses études sur cette question et plus largement sur celle de la valorisation et de la mobilisation des flexibilités. Les travaux et expérimentations menés par les gestionnaires de réseaux sur ces sujets doivent être poursuivis et amplifiés : la CRE examinera les projets d'expérimentation qui lui seront proposés.

L'article L. 315-3 du code de l'énergie, introduit par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts.* ». D'une part, le TURPE 5 HTA-BT met en place une composante de gestion spécifique pour les autoproducteurs, d'un montant inférieur aux deux composantes de gestion prévues par le TURPE 4 HTA-BT pour ces utilisateurs. D'autre part, la CRE engagera dans les prochains mois une large concertation pour améliorer la prise en compte de l'autoconsommation par le tarif.

³ Orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettre du 22 février 2016

La CRE considère qu'il est également nécessaire de continuer à travailler sur des schémas de regroupement de points de livraison et de production partagée, pour s'assurer qu'ils répondent bien aux besoins identifiés et ne présentent pas de risque pour la péréquation tarifaire. La réalisation d'expérimentations, que les gestionnaires de réseaux pourraient proposer, permettrait d'envisager, le cas échéant, des évolutions au cours de la période tarifaire TURPE 5.

En ce qui concerne le cadre de régulation, le TURPE 5 donnera la possibilité à Enedis d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des projets relevant des réseaux intelligents, sous réserve que l'analyse coûts/bénéfices soit favorable. Cela pourrait être le cas de programmes de recours à des flexibilités (recours par les gestionnaires de réseau de distribution à des services d'effacement, de stockage, etc...) notamment dans le cadre de l'article 199 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte⁴ (« LTECV »), qui donne la possibilité aux collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Une évolution modérée du niveau du tarif

Enedis a transmis à la CRE, par courrier en date du 4 mars 2016, une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2017-2020 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. Enedis demandait une hausse⁵ du TURPE HTA-BT de +3,5 % le 1^{er} juillet 2017, suivie d'une évolution annuelle selon l'inflation pour les années 2018 à 2020. Enedis a mis à jour sa demande tarifaire en juin 2016 : la nouvelle demande tarifaire fait apparaître une hausse⁴ du TURPE HTA-BT de + 3,9 % à la date d'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT, suivie d'une évolution annuelle selon l'inflation.

Après prise en compte de prévisions d'inflation et de volumes de soutirages révisés ainsi que de l'évolution décidée pour le TURPE HTB au 1^{er} août 2017, la demande tarifaire d'Enedis de juin 2016 aurait entraîné une hausse du TURPE HTA-BT de + 7,9 % au 1^{er} août 2017, suivie d'une évolution annuelle égale à l'inflation.

La CRE retient les principaux ajustements suivants par rapport à la demande d'Enedis :

- concernant la méthode et les paramètres de calcul des charges de capital (rémunération des capitaux propres régulés de 4,1 % et marge sur actif de 2,6 %) : la CRE reconduit la même méthode de calcul que celle utilisée dans le TURPE 4 HTA-BT, laquelle a été confirmée par la décision du Conseil d'Etat du 13 mai 2016 et est cohérente avec la LTECV ;
- la révision par la CRE des hypothèses retenues par Enedis concernant certains postes de charges et de produits pour un montant moyen à la baisse de 122 M€ par an : sur cette base de charges ajustée, la CRE ne retient pas d'ajustement additionnel au titre de l'efficacité par rapport à la demande mise à jour d'Enedis, qui intègre un effort de productivité.

En conséquence, le TURPE 5 HTA-BT augmentera en moyenne de + 2,71 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite en moyenne selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits, ci-après CRCP). Compte tenu de l'évolution de la répartition des coûts portés par chaque niveau de tension, cette évolution au 1^{er} août 2017 se traduira par :

- une baisse moyenne de - 0,64 % pour les utilisateurs raccordés en HTA ;
- une hausse moyenne de + 1,37 % pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA ;
- une hausse moyenne de + 3,94 % pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA.

Cette évolution modérée résulte de divers facteurs :

- à la hausse, d'une part :
 - l'intégration de la totalité du programme d'investissements présentés par Enedis, dont le niveau annuel moyen sur la période 2017-2020, hors investissements liés au projet de compteurs évolués Linky, est supérieur d'environ 9 % à celui des investissements réalisés en 2015, ce qui se traduit par une hausse du niveau moyen des charges de capital hors Linky couvertes par le tarif sur la période 2017-2020 d'environ 12 % par rapport au niveau réalisé en 2015 ;
 - la hausse des charges nettes d'exploitation⁶ de + 5,4 % entre le réalisé 2015 et les charges prévisionnelles couvertes par le tarif en 2017, permettant à Enedis de s'adapter à l'évolution de ses métiers dans le contexte de la transition énergétique et de la transformation numérique (mise à disposition des données, développement des réseaux intelligents ou adaptation des réseaux au développement des installations de production décentralisée) ;

⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

⁵ Niveau de hausse demandé avec une hypothèse d'absence d'évolution du niveau du TURPE HTB à compter de 2016.

⁶ charges nettes d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique

- la hausse des charges d'accès au réseau public de transport payées par Enedis à RTE, compte tenu de l'évolution au 1^{er} août 2017 du TURPE 5 HTB de + 6,76 %. Cette évolution résulte notamment de facteurs exogènes à la couverture des charges de RTE : fin de la compensation des trop-perçus de la période du TURPE 2 et 3, couverture de l'abattement de facture pour les électro-intensifs, transfert des charges d'équilibrage (soit +1,2 %) qui n'étaient jusqu'alors pas couvertes par le TURPE ;
- à la baisse, d'autre part :
 - la prise en compte de la baisse des taux sur les marchés financiers, qui conduit à ajuster la rémunération des capitaux propres régulés de 6,1 % à 4,1 %, partiellement contrebalancée par l'ajustement de la marge sur actif de 2,5 % à 2,6 %, pour tenir compte des résultats de l'étude sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital d'Enedis pour la période régulatoire TURPE 5 menée par un consultant externe ;
 - l'intégration des gains de productivité réalisés pendant la période tarifaire précédente du TURPE 4 ;
 - la baisse des charges liées à la compensation des pertes électriques, dont le montant annuel moyen sur la période 2017-2020 devrait être inférieur d'environ 200 M€ au niveau constaté en 2015, soit de l'ordre de 1,5 % de l'ensemble des charges couvertes par le TURPE HTA-BT ;
 - le mécanisme de différé tarifaire prévu pour le projet Linky par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014⁷, qui conduit à imputer sur le compte régulé de lissage les effets anticipés de ce projet sur les charges d'Enedis. Au total, sur la période du TURPE 5, 1 073 M€ de charges liées à ce projet seront imputées sur le compte régulé de lissage et ne pèseront donc pas sur le niveau tarifaire du TURPE 5 HTA-BT. Le compte régulé de lissage sera ensuite progressivement apuré à partir de 2022 pour couvrir ces charges, à un moment où la majeure partie des utilisateurs sera équipée du compteur Linky. Ce mécanisme tarifaire permettra de faire coïncider la couverture des coûts par les futurs tarifs avec la période de réalisation des gains attendus du projet.

Compte tenu de la part du TURPE BT dans la facture d'électricité des consommateurs résidentiels⁸, la hausse moyenne de + 2,71 % et l'évolution en structure des grilles conduiraient, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation, au 1^{er} août 2017, de l'ordre de +2 %, toutes taxes comprises, de la facture moyenne des consommateurs résidentiels ayant souscrit une offre de fourniture « Heures Pleines – Heures Creuses » avec une puissance souscrite de 6 ou 9 kVA.

Un cadre tarifaire renforçant les incitations à la performance d'Enedis

Les principes généraux du cadre de régulation applicable à Enedis sont conservés. Ce cadre de régulation donne aux acteurs du marché de la visibilité sur l'évolution du TURPE 5 HTA-BT entre 2017 et 2021. Il incite Enedis à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Il protège Enedis des risques liés notamment à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les volumes de soutirage.

Les incitations à la performance d'Enedis sont renforcées :

- introduction d'une incitation à la maîtrise des coûts d'investissement, avec une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- introduction d'une incitation à la maîtrise des charges liées à la compensation des pertes électriques ;
- renforcement des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation : introduction d'incitations financières sur la durée moyenne de coupure au niveau de tension HTA et sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT, versement de pénalités aux utilisateurs pour les coupures longues de plus de 5 heures au lieu de 6 heures précédemment ;
- renforcement des incitations sur la qualité de service.

Une clause de rendez-vous similaire à celle applicable au tarif de GRDF, dit « ATRD5 », est prévue au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation d'Enedis pour les années 2019 et 2020.

⁷ Délibération de la CRE 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

⁸ Le TURPE BT représente environ 40 % de la facture d'électricité hors taxe des consommateurs résidentiels.

La CRE veillera, dans l'application éventuelle de cette clause de rendez-vous, à maintenir la continuité et la prévisibilité des tarifs, nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

La présente délibération reconduit en les adaptant les mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation et de la qualité de service des entreprises locales de distribution et d'EDF SEI.

Enfin, la CRE examinera, à l'occasion de la détermination du reversement à EDF SEI ou à un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) desservant plus de 100 000 clients, dans le cadre du fonctionnement du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) l'opportunité de prévoir d'autres mesures de régulation incitative.

Un cadre tarifaire favorable à la réalisation des investissements d'Enedis sur les réseaux

La CRE reconduit la méthode de calcul des charges de capital en vigueur pour le TURPE 4 HTA-BT, tout en réévaluant les paramètres financiers la sous-tendant. Dans ce cadre, les investissements financés par des capitaux propres d'Enedis sont rémunérés à un taux de 6,7 %. Cette rémunération s'applique pendant la période tarifaire TURPE 5, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres d'Enedis.

Dans le contexte financier actuel, marqué par des taux d'intérêts bas et une inflation faible, cette rémunération incite au financement par l'actionnaire des investissements nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution.

Pour autant, il revient à l'actionnaire de s'assurer que le distributeur dispose des moyens financiers pour réaliser ces investissements, en contrepartie d'une rémunération versée par le TURPE tout au long de leur durée de vie. A cet égard, la politique de dividende décidée par l'actionnaire ne saurait constituer un frein à la réalisation par Enedis des investissements nécessaires.

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

SOMMAIRE

1. METHODOLOGIE	9
1.1 PROCESSUS D'ELABORATION DES TARIFS.....	9
1.1.1 Consultation des parties prenantes.....	9
1.1.2 Orientations de politique énergétique	9
1.1.3 Transparence	10
1.2 PRINCIPES GENERAUX.....	10
1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel	10
1.2.2 Cadre de régulation tarifaire	14
1.2.3 Structure du tarif.....	15
1.3 CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE TURPE 5 HTA-BT	16
1.3.1 Régulation incitative des charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique et des dépenses d'investissement.....	16
1.3.2 Régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes.....	18
1.3.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation	19
1.3.4 Régulation incitative de la qualité de service	22
1.3.5 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) et des réseaux électriques intelligents	24
1.3.6 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'Enedis.....	26
1.3.7 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)	26
1.3.8 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation	29
1.4 STRUCTURE DU TURPE HTA-BT	29
1.4.1 Méthode de construction des composantes de soutirage	29
1.4.2 Forme des grilles des composantes de soutirage	37
1.4.3 Autres composantes et règles tarifaires.....	42
1.4.4 Effets de l'évolution de la structure des grilles sur le TURPE HTA-BT au 1 ^{er} août 2017	45
2. PARAMETRES DU TURPE 5 HTA-BT ET DE SA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION.....	48
2.1 REVENU AUTORISE.....	48
2.1.1 Demande d'Enedis.....	48
2.1.2 Analyse de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation	50
2.1.3 Analyse de la CRE concernant les charges de capital	65
2.1.4 Prise en compte du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT.....	71
2.1.5 Prise en compte du compte régulé de lissage associé au projet « Linky »	71
2.1.6 Revenu autorisé au cours de la période tarifaire 2017-2020	72
2.2 HYPOTHESES DE CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL	73
2.2.1 Evolution de la consommation constatée sur la période couverte par le TURPE 4 HTA-BT	73
2.2.2 Evolution de la consommation prévue sur la période du TURPE 5 HTA-BT.....	74
2.2.3 Recettes tarifaires prévisionnelles d'Enedis avec le tarif du 1 ^{er} août 2016.....	75
2.3 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TURPE 5 HTA-BT	75
3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT	78
3.1 REGLES TARIFAIRES.....	78
3.1.1 Définitions	78
3.1.2 Structure des tarifs	81

3.2	TARIF APPLICABLE DU 1 ^{ER} AOUT 2017 AU 31 JUILLET 2018.....	82
3.2.1	Composante annuelle de gestion (CG).....	82
3.2.2	Composante annuelle de comptage (CC).....	83
3.2.3	Composante annuelle des injections (CI).....	85
3.2.4	Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA	85
3.2.5	Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA	88
3.2.6	Composante annuelle de soutirages (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA.....	90
3.2.7	Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS).....	94
3.2.8	Composante de regroupement (CR)	95
3.2.9	Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution	96
3.2.10	Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)	97
3.2.11	Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité	98
3.2.12	Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires	98
3.3	TARIF APPLICABLE A COMPTER DU 1 ^{ER} AOUT 2018	101
3.3.1	Coefficients d'évolution spécifique reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire.....	101
3.3.2	Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année <i>N</i>	102
3.3.3	Calcul du coefficient K_N en vue de l'apurement du solde du CRCP.....	102
3.3.4	Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> de l'année <i>N</i>	103
3.3.5	Postes de charges retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé	104
3.3.6	Postes de recettes retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé.....	108
3.3.7	Incitations financières au titre de la régulation incitative	108
3.3.8	Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	110
3.3.9	Compte régulé de lissage relatif au projet Linky.....	111
3.3.10	Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)	111
	ANNEXE 1 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES LE 1ER AOUT 2017.....	112
	ANNEXE 2 : INDICATEURS RELATIFS A LA QUALITE DE SERVICE	124
	ANNEXE 3 : REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION.....	135
	ANNEXE 4 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES DE CAPITAL « HORS RESEAUX »	141
	ANNEXE 5 : DESCRIPTION PAR ENEDIS DE SES PROGRAMMES DE R&D ET D'INNOVATION.....	143
	ANNEXE 6 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)	148
	ANNEXE 7 : REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS (ANNEXE CONFIDENTIELLE)	148

1. METHODOLOGIE

1.1 Processus d'élaboration des tarifs

1.1.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a engagé les travaux tarifaires dès le début de l'année 2015.

Elle s'est attachée à impliquer de manière très large et le plus en amont possible les parties prenantes. Ainsi, la CRE a mené trois consultations publiques :

- une première consultation publique à l'été 2015 présentant les analyses préliminaires de la CRE sur la structure des tarifs et les principes d'élaboration des grilles tarifaires. 43 réponses ont été reçues (dont notamment 3 gestionnaires de réseaux, 5 fournisseurs, 6 consommateurs ou associations de consommateurs, 3 autorités concédantes, 3 syndicats de salariés) ;
- une deuxième consultation publique en mai 2016 portant également sur la structure du TURPE et présentant les projets de grilles tarifaires envisagées par la CRE ainsi que les modalités de prise en compte des coûts d'équilibrage. 56 contributeurs ont répondu à cette consultation, dont 54 portant plus spécifiquement sur le TURPE HTA-BT (dont notamment 6 opérateurs de réseaux, 11 fournisseurs, 5 consommateurs ou associations de consommateurs, 1 autorité concédante, 3 syndicats de salariés) ;
- une troisième consultation publique en juillet 2016 portant sur le cadre de régulation et le niveau du TURPE 5 HTA-BT. 31 contributeurs ont répondu à cette consultation (dont notamment 5 opérateurs de réseaux, 5 fournisseurs, 2 consommateurs ou associations de consommateurs, 7 autorités concédantes, 5 syndicats de salariés).

Après la première consultation publique, la CRE a auditionné les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et a organisé une table ronde réunissant les fournisseurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation.

Elle a ensuite adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5⁹, qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et projette une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017. La CRE a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations ainsi que l'ensemble des travaux effectués.

En relation avec la décision d'introduire une option à pointe mobile, la délibération du 18 février 2016 a également défini un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA pour la période allant du 1^{er} janvier 2017 à l'entrée en vigueur du TURPE 5.

A l'issue des deuxième et troisième consultations publiques, la CRE a organisé une nouvelle table ronde avec les fournisseurs et les associations de consommateurs. Elle a également procédé à des auditions d'Enedis, de son actionnaire, des entreprises locales de distribution (ELD), des administrateurs salariés d'Enedis et des représentants des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE).

1.1.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettre du 22 février 2016. Pour la distribution, ces orientations portent sur les enjeux relatifs à la maîtrise des pointes électriques, qui devrait être favorisée par l'introduction de tarifs d'utilisation des réseaux à « quatre index » et « à pointe mobile », sur l'attention à porter sur tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie qui devrait être mesuré, sur l'importance d'engager une réflexion sur le développement de nouveaux types de profils associés à de nouveaux usages des réseaux, sur la question des installations de stockage pour lesquelles une régulation tarifaire adaptée devrait être envisagée, sur l'importance d'un cadre de régulation favorable à l'investissement, se fondant sur une méthode tarifaire stable et lisible, et enfin sur la priorité que constitue le redressement du niveau de qualité de l'électricité acheminée pour la prochaine période tarifaire.

Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

1.1.3 Transparence

Dans un souci de transparence, la CRE a publié l'ensemble des études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5. Ces études portent sur les sujets suivants :

- une étude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe¹⁰ ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité¹¹ ;
- une étude comparative des niveaux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité dans différents pays européens¹² ;
- un audit des charges d'exploitation d'Enedis pour la période 2014-2021¹³ ;
- une étude sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital d'Enedis¹⁴.

1.2 Principes généraux

L'élaboration du TURPE HTA-BT repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé prévisionnel pour le GRD Enedis et de prévisions concernant le nombre de clients raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis est ventilé entre les utilisateurs des réseaux en fonction de leur niveau de tension de raccordement, de leur puissance souscrite, de leur consommation et de leur choix d'options tarifaires, sous la forme de composantes tarifaires, qui constituent la « structure tarifaire ».

La CRE fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier du GRD ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager le GRD à améliorer sa performance *via* la mise en place de mécanismes incitatifs. La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif à sa date d'entrée en vigueur ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel

La CRE définit le revenu autorisé prévisionnel du GRD sur la période considérée sur la base du plan d'affaires transmis par l'opérateur.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges de capital, des charges nettes d'exploitation ainsi que des effets des comptes de régulation :

$$RA = CNE + CC + A - CRL$$

Avec :

- *RA* : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- *CNE* : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- *CC* : charges de capital prévisionnelles sur la période ;
- *A* : solde du CRCP restant à apurer au titre 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'Enedis¹⁵.

1.2.1.1 Charges d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation comprennent les charges de fonctionnement (principalement composées des charges liées au système électrique, des achats externes, des dépenses de personnel 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).

¹⁰ Etude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe

¹¹ Etude externe sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

¹² Etude comparative des niveaux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité dans différents pays européens

¹³ Audit externe des charges d'exploitation d'Enedis pour la période 2014-2021

¹⁴ Etude externe sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital d'Enedis

¹⁵ 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

Le niveau des charges d'exploitation retenu correspond à l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité du GRD 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. L'ensemble des données prévisionnelles du plan d'affaires communiqué par l'opérateur font l'objet d'une analyse détaillée et, le cas échéant, de révisions. En particulier, la CRE s'attache à retenir une trajectoire de charges d'exploitation intégrant des efforts de productivité.

1.2.1.2 Charges de capital

Les charges de capital rémunèrent notamment le capital investi par le gestionnaire de réseaux, concessionnaire de l'activité de distribution publique d'électricité.

Les charges de capital prévisionnelles sont composées de deux éléments :

- les charges de capital normatives (CCN) relatives au projet Linky. Elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés Linky (ci-après « BAR Linky ») ainsi que les amortissements accélérés liés à la dépose anticipée des compteurs existants. Ces CCN sont déterminées conformément à la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 susmentionnée ;
- les charges de capital hors Linky. La méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après.

Méthode mise en œuvre dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT

Par une décision du 28 novembre 2012¹⁶, le Conseil d'Etat a annulé la décision tarifaire de la CRE, dite « TURPE 3 HTA-BT », en considérant que la méthode retenue pour le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) ne prenait pas en compte la structure réelle du passif d'ERDF. Le juge a relevé que, pour calculer le CMPC, la CRE a évalué le coût moyen pondéré du capital « *comme si le passif de la société ERDF avait été composé à 40 % de capitaux propres et à 60 % de dettes* », retenant ainsi une structure équivalente à celle observée chez les autres gestionnaires de réseaux européens, laissant apparaître une réalité financière et comptable très différente, dans la mesure où, à fin 2008, les fonds propres et les dettes représentaient respectivement 3 Mds € et 4,1 Mds € d'euros, et les passifs de concession, 36,9 Mds €¹⁷.

La CRE a alors établi, dans le TURPE 4 HTA-BT, une méthode de calcul des charges de capital s'appuyant, comme la méthode précédente, sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), qu'elle a adapté pour prendre en considération les comptes spécifiques de concession, ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseaux pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession.

Ainsi, la délibération TURPE 4 HTA-BT du 12 décembre 2013¹⁸ détermine les charges de capital couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux comme la somme :

- d'une marge sur actif, appliquée à la valeur totale de la base des actifs régulés (BAR), procurant au gestionnaire de réseau une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé, y compris les ouvrages remis par les concédants, à ses risques et périls.

Cette marge sur actif est calculée de la manière suivante :

$$\text{Marge sur actif} = \text{Bêta} \times \text{Prime de marché} / (1 - \text{Taux d'impôts sur les sociétés})$$

Où :

- le bêta correspond à la sensibilité de la valeur de l'actif de l'entreprise par rapport aux fluctuations du marché des actions. Il représente la mesure du risque non diversifiable de l'actif de l'entreprise (le fait que la valeur d'Enedis ne soit pas observable sur un marché n'empêche pas cette valeur d'exister et de varier de façon partiellement synchrone avec la valeur moyenne du marché des actions ; la notion de bêta est donc également pertinente dans le contexte d'actifs non cotés) ;

¹⁶ CE, 9^{ème} et 10^{ème} SSR, 28 novembre 2012, *Société Direct Energie et Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication*, n° 330548, 332639, 332643

¹⁷ Résumé de la décision figurant aux tables du recueil Lebon : « En l'espèce, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a, dans sa proposition adressée aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, calculé le coût moyen pondéré du capital de la société ERDF comme la moyenne du taux de rémunération des fonds propres et de celui de la dette de cette société, pondérés en fonction de l'importance relative des capitaux propres et des dettes, et a évalué ce coût comme si le passif de la société ERDF avait été composé à 40 % de capitaux propres et à 60 % de dettes. En s'abstenant totalement de prendre en considération, pour déterminer le coût moyen pondéré du capital, le poste de passif des comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, et le poste de passif des provisions pour renouvellement des immobilisations, qui représentaient pourtant des montants très importants, la CRE et les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont retenu une méthode erronée en droit et ont ainsi méconnu les dispositions de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et l'article 2 du décret du 26 avril 2001 »

¹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 Décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

- la prime de marché correspond à la rentabilité moyenne du marché des actions par rapport au taux sans risque.
- d'une rémunération au taux sans risque (avant impôts) des « capitaux propres régulés », correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité ;
- des charges financières éventuelles, dans le cas où le gestionnaire de réseau ferait appel à des emprunts financiers ;
- de l'ensemble des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement.

Méthode confirmée par la décision du Conseil d'Etat du 13 mai 2016¹⁹ et cohérente avec la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LTECV »)

Par sa décision du 13 mai 2016, le Conseil d'Etat a rejeté la requête dirigée contre la délibération TURPE 4 HTA-BT du 12 décembre 2013 et apporté les précisions suivantes :

« 6. Considérant qu'il ressort [...] des pièces du dossier que, pour l'application de cette méthode, la CRE a pris en compte non seulement les capitaux propres et, le cas échéant, les emprunts financiers figurant au passif de la société ERDF, mais également les " comptes spécifiques des concessions ", qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ; qu'elle leur a appliqué des taux de rémunération différents, en appliquant aux capitaux propres régulés, définis comme la différence entre, d'une part, la valeur nette des actifs de réseau, et, d'autre part, les passifs de concession, les provisions pour renouvellement, les subventions d'investissement et, le cas échéant, les emprunts financiers, un taux " sans risque " auquel s'ajoute une " prime de risque ", alors que, pour les autres postes du passif, elle n'a appliqué que la " prime de risque " ; que, contrairement à ce que soutient la société requérante, les dispositions, citées au point 5, de l'article 14 du règlement du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 et de l'article L. 341-2 du code de l'énergie n'excluent pas l'application d'une méthode telle que celle à laquelle a eu recours la CRE, dès lors que celle-ci prend en compte, dans les taux de rémunération qu'elle retient, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement des immobilisations ; que ces dispositions n'excluent pas davantage l'intégration, dans la " base d'actifs régulés ", d'actifs détenus par l'autorité concédante et mis à la disposition de la société ERDF, dès lors que cette mise à disposition est rémunérée et implique l'obligation pour le concessionnaire de restituer ces actifs en état normal de fonctionnement au terme de la concession ; que, par suite, le moyen tiré de l'illégalité de la méthode de calcul des charges de capital retenue par la CRE doit être écarté ».

En outre, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LTECV »), a introduit de nouvelles dispositions prévoyant expressément la possibilité de retenir une méthode « économique » et « normative », ce qui est le sens de l'approche adoptée par la CRE.

Méthode proposée par Enedis pour la période TURPE 5

La demande tarifaire d'Enedis pour la période TURPE 5 s'appuie sur une méthode de calcul des charges de capital différente de la méthode définie par la délibération TURPE 4 HTA-BT.

Enedis propose une méthode qui s'appuie, comme la méthode en vigueur dans le TURPE 4 HTA-BT, sur la prise en compte des comptes de concessions. Cependant, Enedis propose de retraiter ces comptes de concessions en faisant l'hypothèse, non démontrée, de l'absence de couverture par les tarifs antérieurs au tarif TURPE 2 de 50 % des dotations liées aux passifs de concession et aux provisions pour renouvellement.

Par ailleurs, Enedis demande la rémunération de ses immobilisations en cours (IEC), qui ne faisaient pas l'objet d'une rémunération dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT.

Orientations de politique énergétique

Les orientations de politique énergétique transmises par le ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, indiquent que « à l'aube d'une période où les besoins en investissements seront importants sur les réseaux, tant pour renforcer la qualité de service dont bénéficient nos concitoyens que pour accompagner la transition énergétique, il me semble essentiel que le tarif d'utilisation des réseaux instaure un cadre favorable à l'investissement, en se fondant sur une méthode tarifaire stable et lisible. ». Ces orientations rappellent les nouvelles dispositions de la LTECV qui « a permis de sécuriser le cadre juridique dans lequel sont déterminés les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, en permettant à la CRE de mettre en œuvre une régulation économique normative [...] [qui] serait [la] plus à même d'assurer la capacité du distributeur à investir ».

Consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT^[1]

¹⁹ Conseil d'Etat, 9ème - 10ème chambres réunies, 13 mai 2016, n° 375501

Les contributeurs à la consultation publique se sont exprimés sur la proposition de la CRE de reconduire la méthode de calcul des charges de capital du TURPE 4 HTA-BT. Certains acteurs se sont prononcés favorablement à la reconduction de la méthode utilisée dans le tarif TURPE 4 HTA-BT, dans la mesure où elle garantit notamment la compatibilité du tarif avec les dispositions du droit européen et tient compte des passifs de concession. D'autres contributeurs considèrent que l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte permettrait un changement de méthode et regrettent que la CRE n'envisage pas de modifier la méthode en vigueur.

Certains contributeurs ont également fait remarquer que la méthode TURPE 4 HTA-BT n'a pas désincité Enedis à investir au regard du niveau proche des trajectoires prévisionnelles d'investissements et des trajectoires réalisées (hors raccordements).

Méthode appliquée par la CRE pour la période TURPE 5

Dans ses conclusions²⁰ sous l'arrêt avant dire droit du Conseil d'Etat du 28 mars 2012²¹, le rapporteur public Pierre Collin considérait « que le stock de provisions accumulé lors de l'entrée en vigueur du Turpe 2 a été intégralement couvert par les tarifs antérieurs au fur et à mesure de sa constitution ». Il précisait que « ces provisions étaient des charges d'exploitation d'EDF, que le tarif était censé couvrir ».

La méthode de calcul demandée par Enedis conduit à une rémunération (hors rémunération des IEC) de l'ordre de 180 M€/an de plus en moyenne sur la période TURPE 5, en utilisant les mêmes paramètres financiers, par rapport à la reconduction de la méthode TURPE 4 HTA-BT.

En l'absence d'éléments probants tendant à démontrer la non-couverture de certaines dotations liées aux passifs de concession, la CRE estime que la demande d'Enedis emporte un risque de double rémunération.

La demande de rémunération des IEC au taux demandé par Enedis représente un montant de 96 M€/an en moyenne sur la période TURPE 5. La CRE considère qu'au regard de la durée relativement courte de la phase de construction des ouvrages par Enedis, il n'y a pas lieu de rémunérer les immobilisations en cours.

Ainsi, en l'absence d'éléments justifiant l'évolution de la méthode de calcul des charges de capital, la CRE, à qui il revient de déterminer de façon indépendante la méthodologie d'élaboration des tarifs, reconduit la méthode utilisée dans le TURPE 4 HTA-BT pour le calcul des charges de capital, à l'exception des modalités de prise en compte des emprunts financiers.

En effet, même si au moment de la délibération TURPE 4 HTA-BT²² le passif d'Enedis ne présentait pas d'emprunts financiers, le cadre tarifaire prévoyait la couverture au niveau constaté des éventuels frais financiers.

Afin d'assurer la neutralité tarifaire des choix d'Enedis concernant sa structure financière et d'inciter l'opérateur, le cas échéant, à lever de la dette de manière efficiente, la CRE décide de fixer *ex ante* le taux de rémunération des emprunts financiers d'Enedis sur la période TURPE 5.

La CRE introduit donc pour la période TURPE 5 une rémunération des emprunts financiers à partir du taux sans risque retenu pour fixer le taux de rémunération des capitaux propres régulés d'Enedis²³, le risque associé aux actifs financés par ces passifs étant par ailleurs rémunéré par la marge sur actif qui leur est appliquée.

Conformément à la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 sur le cadre de régulation incitative du projet Linky²⁴, la rémunération des emprunts financiers d'Enedis à un taux fixé *ex ante* par la présente délibération concerne uniquement la portion de dette excédant le taux de dette retenu dans le calcul de la rémunération de la BAR Linky.

Les charges de capital liées aux actifs hors-Linky sont donc établies par la formule ci-dessous :

$$\begin{aligned} \text{Charges de capital (hors-Linky)} &= \text{BAR(hors-Linky)} \times \text{Marge sur actif} + \text{Capitaux propres régulés} \times \frac{\text{Taux sans risque}}{(1-\text{Taux d'IS})} \\ &+ \text{Dotations nettes (hors-Linky)} + \text{Emprunts financiers (hors-Linky)} \times \text{Taux sans risque} \times \frac{(1-75\% \times \text{Taux d'IS})}{(1-\text{Taux d'IS})} \end{aligned}$$

[1] Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

²⁰ Pierre Collin, *Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité : renvoi à un avis technique sur le calcul du CMPC d'ERDF*, RJEP, juin 2012, pp. 25-31

²¹ CE, 9^{ème} et 10^{ème} SSR, 28 mars 2012, *Société Direct Énergie et autres*, n° 330548

²² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 Décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

²³ Les emprunts financiers seront donc rémunérés au taux sans risque nominal tout en tenant compte de la déductibilité fiscale à 75% des frais financiers.

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

Couverture des charges de capital des investissements réalisés

Certains contributeurs à la dernière consultation publique sur le tarif TURPE 5 HTA-BT ont avancé que la méthode de couverture des charges de capital reconduite par la CRE, qui s'inscrit dans la continuité du TURPE 4, pourrait remettre en cause la capacité d'Enedis à réaliser les trajectoires d'investissement présentées dans sa demande tarifaire et à répondre aux enjeux de la transition énergétique.

Contrairement aux investissements relatifs au réseau de transport d'électricité, il n'appartient pas à la CRE de valider le niveau des investissements envisagés sur les réseaux de distribution. En application de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et de l'article L. 111-56-1 du code de l'énergie, tel que modifié par la LTECV, les programmes prévisionnels des investissements envisagés sur les réseaux de distribution sont élaborés à l'occasion des conférences départementales organisées sous l'égide des préfets, et soumis à l'examen du comité du système de distribution publique d'électricité.

Ce n'est pas le tarif TURPE HTA-BT qui détermine le niveau des investissements. C'est au contraire la trajectoire prévisionnelle des investissements communiquée par Enedis qui sert à déterminer le niveau du tarif. De surcroît, le cadre tarifaire envisagé prévoit la couverture *a posteriori* des éventuels écarts par rapport à ces prévisions, via le mécanisme de CRCP.

Le TURPE 5 HTA-BT couvrira donc l'ensemble des charges de capital des investissements réalisés et permettra à Enedis de mener à bien l'ensemble de son programme d'investissements, en évolution rapide dans les domaines de la transition énergétique, de la transformation numérique et de la gestion des données, pour autant que les investissements réalisés correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Dans le contexte financier actuel, marqué par des taux d'intérêts bas et une inflation faible, la méthode retenue incite au financement des investissements nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution.

Pour autant, les tarifs d'utilisation des réseaux n'ont pas vocation à apporter la trésorerie nécessaire à la réalisation des investissements. Il revient à l'actionnaire de s'assurer que le distributeur dispose des moyens financiers pour les réaliser. En contrepartie, une rémunération est versée par le TURPE tout au long de la durée de vie des investissements. Le tarif ne peut compenser les moyens financiers que l'actionnaire refuserait de mettre à disposition du gestionnaire de réseau, alors même que le TURPE assure la rémunération sur le long terme de ces investissements. A cet égard, la politique de dividende décidée par l'actionnaire ne saurait constituer un frein à la réalisation par Enedis des investissements nécessaires.

En outre, en application de l'article L.322-8 du code de l'énergie, un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux, et d'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation.

L'article L.121-1 du code de l'énergie dispose par ailleurs que le service public de l'électricité doit être géré « *dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* ».

Ces obligations, attachées à l'exécution des missions de service public du gestionnaire de réseaux de distribution, ne sont assorties d'aucune condition. Par conséquent, le gestionnaire de réseaux ne saurait conditionner l'exécution de ses missions à la satisfaction de l'ensemble des éléments de sa demande tarifaire.

1.2.2 Cadre de régulation tarifaire

L'activité des GRD est encadrée par différents dispositifs qui constituent leur cadre de régulation tarifaire.

En premier lieu, les dispositions du cadre de régulation tarifaire permettent d'adapter le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis en fonction de l'inflation réalisée afin de prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges.

En deuxième lieu, les dispositions du cadre de régulation tarifaire permettent de corriger, *a posteriori*, le revenu autorisé à travers le CRCP qui, pour des postes prédéfinis, prend notamment en compte les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées.

A compter de son entrée en vigueur, le 1^{er} août 2017, la grille tarifaire évolue en moyenne au 1^{er} août de chaque année N , en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Avec :

- Z_N : pourcentage d'évolution annuelle au 1^{er} août ;

- IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme K_N ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle moyenne de la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT sera donc comprise entre $(IPC - 2 \%)$ et $(IPC + 2 \%)$.

Le coefficient Z_N d'évolution de la grille tarifaire correspond à l'évolution moyenne de la grille tarifaire. Par ailleurs, la structure tarifaire évolue également chaque année : certaines composantes évoluent relativement entre elles, tel que décrit au paragraphe 3.3.1.

1.2.3 Structure du tarif

L'élaboration de la structure tarifaire repose sur plusieurs principes :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009²⁵, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code de l'énergie, qui conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, qui précise que « *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* ».

La CRE considère en outre que les tarifs doivent concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux 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 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.
Si l'on se fondait sur ce seul critère, les tarifs devraient refléter les coûts avec une finesse maximale, avec un prix différent de la puissance appelée pour chacune des 8760 heures de l'année ;
- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse. A défaut, l'efficacité du tarif le plus fin sera fortement amoindrie. Par exemple, si deux options tarifaires sont proposées, l'une avec deux périodes (pointe/hors pointe), et l'autre avec une seule période, les utilisateurs qui soutirent le plus lors de la pointe choisiront le tarif à une période ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. Deux exemples significatifs de ce critère : (i) les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis et (ii) les signaux de pointe mobile doivent pouvoir être décidés, activés, acheminés et reçus ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des augmentations de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

²⁵ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) no 1228/2003

1.3 Cadre de régulation incitative pour le TURPE 5 HTA-BT

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE, dans ses délibérations relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, 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 ».

Dans ce cadre, la présente délibération tarifaire reconduit les principes généraux du cadre de régulation prévu par la délibération TURPE 4 HTA-BT, incitant Enedis à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Les principes généraux du cadre de régulation reconduits pour le TURPE 5 HTA BT sont les suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} août 2017, avec une évolution au 1^{er} août de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de l'opérateur : l'opérateur conservera la totalité des gains de productivité et des pertes de productivité qui pourraient être réalisés ;
- des incitations à engager effectivement les dépenses de recherche et développement.

Sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et de l'étude externe sur la régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe menée par la CRE, la CRE renforce la régulation incitative du TURPE 5 HTA-BT concernant les domaines suivants :

- introduction d'une incitation à la maîtrise des 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 » ;
- introduction d'une incitation à la maîtrise des charges liées aux pertes électriques pour Enedis ;
- renforcement des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation, en incitant notamment les gestionnaires de réseaux de distribution à diminuer la durée et la fréquence des coupures ;
- renforcement des incitations à l'amélioration de la qualité de service ;
- introduction d'un dispositif spécifique dédié à la prise en compte en cours de période tarifaire des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents.

La présente délibération introduit en outre une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur pour les années 2019 et 2020.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des parties prenantes une bonne visibilité sur l'évolution du TURPE 5 HTA-BT entre 2017 et 2020. Il incite Enedis à améliorer son efficacité tout en le protégeant des risques liés, notamment, à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les deux dernières années de la période tarifaire.

Une grande majorité des contributeurs à la consultation publique du 27 juillet 2016 de la CRE se sont exprimés favorablement sur les orientations de la CRE portant sur le cadre de régulation incitative du TURPE 5 HTA-BT.

1.3.1 Régulation incitative des charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique et des dépenses d'investissement

En préparation du présent tarif, la CRE a analysé les axes d'amélioration possibles du cadre de régulation, afin de mieux inciter Enedis à la maîtrise de ses coûts et à la bonne réalisation de ses investissements.

Pour éclairer cette analyse, elle a confié à un consultant extérieur une étude sur les mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe. Cette étude a porté plus spécifiquement sur la régulation des charges d'exploitation et des coûts d'investissements. Cette étude a été publiée en même temps que la consultation publique menée par la CRE en juillet 2016. A cette occasion, la majorité des acteurs s'est exprimée en faveur du maintien de l'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation et du renforcement de l'incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement.

1.3.1.1 Les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique

Afin de conserver l'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation hors charges liées au système électrique, ainsi que la visibilité offerte au marché sur les évolutions tarifaires, le dispositif en vigueur est reconduit.

Ainsi, la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Enedis est définie sur la période 2017-2020 et correspond à celle d'un opérateur efficace.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par Enedis au-delà de la trajectoire fixée par le TURPE 5 HTA-BT seront conservés intégralement par l'opérateur, comme pour le TURPE 4 HTA-BT. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par l'opérateur.

1.3.1.2 Les dépenses d'investissement

Dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, les écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées sont couverts à 100 % à travers le CRCP. L'incitation à l'amélioration de l'efficacité des dépenses d'investissements est donc limitée. A l'inverse, la majorité des charges d'exploitation d'Enedis hors charges liées au système électrique n'entrent pas dans le périmètre du CRCP et font donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation peut introduire une distorsion dans les choix de l'opérateur entre des solutions impliquant des investissements et celles impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

La présente délibération maintient 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. Elle introduit en revanche une régulation incitative des dépenses d'investissement d'Enedis pour le TURPE 5 HTA-BT, composée de deux mécanismes distincts portant sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux et sur des investissements hors réseaux.

Incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

Selon l'étude réalisée par un consultant externe pour le compte de la CRE²⁶, plusieurs régulateurs européens ont déjà mis en œuvre un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux. La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique du 27 juillet 2016 se déclare favorable à un tel mécanisme, selon les modalités proposées par la CRE. Enedis s'est déclaré favorable au mécanisme proposé, sous réserve qu'il prenne en compte, à travers le plafond de l'incitation, les biais et incertitudes associés à la modélisation et au chiffrage des impacts réglementaires.

La présente délibération met en œuvre un mécanisme ayant pour objectif d'inciter Enedis à optimiser les coûts des investissements dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage (plus spécifiquement les investissements dans les réseaux BT aérien et souterrain, HTA souterrains et les branchements). Dans la mesure où il porte sur les coûts unitaires et non sur les volumes d'investissements, ce mécanisme n'a pas d'incidence sur la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux.

Le périmètre retenu pour ce mécanisme correspondait, en 2015, à 1 517 M€ d'immobilisations, soit environ 57 % des investissements d'Enedis dans les réseaux (2 658 M€ en 2015), et environ 48 % des investissements totaux (3 170 M€ en 2015).

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 ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps. Ce modèle de coûts de référence est défini dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

Pour chaque année de la période TURPE 5, 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, sera évaluée.

Cette différence fera l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau, à travers une incitation (bonus ou malus) égale à 20 % de cette différence. 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€.

Comme pour les tarifs précédents, les investissements concernés entrent 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.

Incitation à la maîtrise des charges de capital « hors réseaux »

La présente délibération introduit un mécanisme incitant Enedis à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite l'opérateur à optimiser globalement l'ensemble de ses charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux.

²⁶ Etude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe.

Certains projets de systèmes d'information (SI) d'une ampleur significative sont exclus de ce mécanisme. En effet, il est souhaitable de maintenir la capacité d'Enedis à répondre à des besoins du marché qui nécessiteraient des évolutions majeures des SI en cours de période tarifaire et dont les coûts et les calendriers sont difficilement prévisibles. Ainsi, les charges de capital liées aux projets « GINKO / CINKE / STM » (notamment nouveaux investissements en lien avec la refonte de la chaîne client C5), « Interfaces Clients et Services de Données », « Linky » et « Programme SmartGrid » continueront d'être couvertes en totalité à travers le mécanisme du CRCP. Le détail des applications SI exclues du périmètre incité est présenté à l'annexe 4 de cette délibération.

Le mécanisme consiste à définir pour la période tarifaire TURPE 5 la trajectoire d'évolution de ces charges de capital, et à ne pas prendre en compte les écarts entre trajectoire prévisionnelle et trajectoire réalisée via le CRCP. Les gains ou les surcoûts qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont donc portés à 100 % par l'opérateur.

Tout au long de la période tarifaire TURPE 5, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs comptables prévisionnelles de ces actifs, sans prendre en compte les valeurs réalisées.

Pour les périodes tarifaires suivantes, la valeur effective de ces immobilisations sera de nouveau prise en compte, ce qui permet un partage des gains ou une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple du retard de certains projets.

Le montant des investissements concernés par cette incitation est de l'ordre de 181 M€/an, soit environ 5,4 % des investissements d'Enedis hors Linky.

1.3.2 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 ELD et injections issues de la production décentralisée) et l'ensemble des soutirages (consommations et refoulement sur le réseau de transport). Elles proviennent :

- des pertes techniques liées à l'effet Joule et aux pertes fer générées par les transformateurs ;
- des pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée, liées notamment aux biais de comptage, aux fraudes, aux erreurs de relève des compteurs, de facturation, etc.

Les pertes dépendent donc des quantités qui transitent sur le réseau. Pour compenser ces pertes, Enedis achète de l'énergie sur les marchés organisés et de gré à gré via des appels d'offre. L'écart, positif ou négatif, entre les volumes achetés par Enedis et les volumes de pertes modélisés finaux donne lieu à une facturation ou un avoir adressé au responsable d'équilibre Enedis par RTE. Les pertes électriques d'Enedis ont représenté pour la période du TURPE 4 environ 24 TWh par an (correspondant à un taux de pertes de 6% des injections totales), soit 1,2 milliards d'euros en 2015. 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 par Enedis constitue donc un enjeu financier majeur.

Le cadre de régulation incitative des pertes a fait l'objet de nombreux changements. Le coût des pertes a vocation à être couvert au moins en partie par le 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 notamment 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.

Le TURPE 3 HTA-BT incluait une incitation portant sur le prix d'achat des pertes, pour inciter Enedis à optimiser sa stratégie d'achat. Le prix moyen d'achat d'Enedis était comparé au prix de cotation moyen des produits à terme sur le marché. Cette incitation a été supprimée en 2013 pour le TURPE 4 HTA-BT, en raison de la difficulté à prendre en compte l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique).

Dans le TURPE 4, le coût de l'énergie achetée par les gestionnaires de réseaux pour compenser leurs pertes est donc entièrement couvert par le tarif, sans incitation ni sur le volume, ni sur le prix d'achat.

La CRE observe néanmoins qu'Enedis dispose de différentes marges de manœuvre pour réduire le coût des pertes. En complément des possibilités d'optimisation du prix d'achat des pertes, Enedis dispose de certains leviers pour réduire les volumes de pertes : choix d'investissements, de topologie du réseau. En outre, le déploiement des compteurs Linky doit permettre de réduire les pertes non techniques. L'étude technico-économique de valorisation du projet Linky menée par la société Capgemini Consulting pour le compte de la CRE en 2011, et reprise lors de la constitution du plan d'affaires Linky, conclut ainsi que le remplacement de l'ensemble des compteurs par les compteurs évolués devrait réduire les pertes non techniques, à hauteur de 12 % du volume total des pertes.

Compte tenu de l'importance de ce poste de coût, la CRE considère qu'il est nécessaire de s'assurer qu'Enedis met en œuvre ses meilleurs efforts pour le minimiser.

Par ailleurs, l'article 15 de la directive 2012 /27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, dispose que « *les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau soient incités à améliorer l'efficacité au niveau de la conception et de l'exploitation des infrastructures* » et que « *Les États membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie tiennent dûment compte de l'efficacité énergétique dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE en ce qui concerne leurs décisions relatives à l'exploitation des infrastructures de gaz et d'électricité* ». ²⁷

A ce titre, les dispositions de l'article L.322-8 du code de l'énergie, telles que modifiées par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoient désormais que le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est notamment chargé « *de mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique* ».

En conséquence, la CRE a proposé un dispositif de régulation incitative lors de la consultation publique de juillet 2016 sur le niveau et le cadre de régulation du TURPE. La majorité des acteurs se sont prononcés en faveur d'une régulation incitative des pertes d'Enedis.

La présente délibération introduit une incitation à la maîtrise des charges relatives à la compensation des pertes selon les modalités suivantes :

- pour chaque année de la période TURPE 5, un montant annuel de référence des pertes est déterminé ex post à partir d'un volume de référence et d'un coût moyen de référence. Le volume de référence est établi sur la base d'une formule présentée au paragraphe 3.3.5.7 de la présente délibération prenant en compte les quantités effectivement injectées sur les réseaux. Le coût moyen de référence est établi à partir des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini, dont la composition est expliquée au paragraphe 3.3.5.7 de la présente délibération. L'écart entre ce nouveau montant de référence annuel et la trajectoire prévisionnelle prise en compte dans le tarif est intégralement couvert à travers le CRCP ;
- l'écart entre ce montant annuel de référence et les charges réelles d'Enedis pour le poste d'achat des pertes est couvert à 80 %. Les 20 % restant constituent donc un gain, respectivement une perte, pour Enedis en cas de charges réelles inférieures, respectivement supérieures, au montant annuel de référence. Le gain ou la perte annuel potentiel pour Enedis est plafonné à 40 M€/an.

Ce dispositif permet de protéger Enedis contre les variations de facteurs tels que le climat ou les prix de marché, sur lesquels il n'a pas d'emprise, tout en l'incitant à réduire globalement le coût d'achat des pertes.

1.3.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

1.3.3.1 Durée et fréquence moyennes annuelles de coupure

Dans le cadre du TURPE 3, la CRE a introduit un mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation pour Enedis visant à garantir que ses efforts de productivité n'aient pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation. Ce mécanisme de type bonus/malus s'appuyait sur la durée moyenne de coupure constatée sur les réseaux publics de distribution d'électricité dans le domaine de la basse tension (BT) afin d'inciter Enedis à délivrer le niveau de qualité socialement désirable. Le TURPE 4, entré en vigueur au 1^{er} janvier 2014, a légèrement renforcé ce mécanisme.

Les orientations de politique énergétique transmises par le ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, indiquent que « *le redressement du niveau de qualité de l'électricité acheminée doit rester une priorité pour la prochaine période tarifaire. A cet égard, il me semble nécessaire que, concernant les investissements [d'Enedis], les outils incitatifs mis en place veillent à ce que les investissements réalisés au cours de la période tarifaire pour l'amélioration de la qualité soient bien conformes aux trajectoires cibles initialement fixées.* ».

La présente délibération reconduit les principes du mécanisme actuel d'incitation de la continuité d'alimentation tout en renforçant et élargissant les incitations sur la base du retour d'expérience et d'une étude externe²⁸. La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée favorablement. De son côté, Enedis n'est pas favorable à la mise en œuvre d'une régulation incitative pour les clients raccordés en HTA, considérant que cette

²⁷ Ces dispositions ont été transposées en droit français par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le décret n° 2015-1442 du 6 novembre 2015 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz, dont les dispositions ont été codifiées aux articles D233-10 et suivants du code de l'énergie

²⁸ Etude externe sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

régulation s'ajouterait à d'autres mécanismes d'indemnisation ou de pénalités relatifs à la qualité d'alimentation, notamment à travers les engagements contractuels conclus entre Enedis et les clients industriels et producteurs raccordés en HTA. Les engagements contractuels portent sur le niveau de performance garanti à chaque utilisateur qui, lorsqu'il n'est pas atteint pour un utilisateur donné, ouvre droit à une éventuelle indemnisation. La performance moyenne en matière de continuité d'alimentation est ainsi meilleure que le niveau contractuellement garanti. La CRE considère en conséquence qu'il est pertinent de mettre en place une régulation incitative pour l'ensemble des utilisateurs raccordés en HTA, qui porte sur la performance moyenne.

Les modifications introduites par la présente délibération sont les suivantes :

- modification de l'indicateur existant relatif à la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT, pour les coupures longues de plus de 3 minutes, avec une formulation linéaire de l'incitation financière, en lieu et place de la formulation logarithmique utilisée pour les TURPE 3 et 4 qui s'éloigne de la théorie économique et des pratiques observées en Europe ;
- introduction des trois indicateurs suivants incités financièrement :
 - la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA, pour les coupures longues de plus de 3 minutes ;
 - la fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT, pour les coupures longues et brèves de plus de 1 seconde ;
 - la fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA, pour les coupures longues et brèves de plus de 1 seconde.

Au regard de l'analyse des performances atteintes au cours des années antérieures, les valeurs de référence pour Enedis sont les suivantes :

Indicateur	2017	2018	2019	2020
Durée moyenne annuelle de coupure en BT	65 minutes	64 minutes	63 minutes	62 minutes
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA	45,7 minutes	45,4 minutes	45,1 minutes	44,8 minutes
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT	2,68 coupures/an	2,52 coupures/an	2,36 coupures/an	2,20 coupures/an
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA	2,89 coupures/an	2,70 coupures/an	2,51 coupures/an	2,32 coupures/an

Concernant la durée moyenne de coupure en BT, le montant de l'incitation annuelle est porté de 4,3 M€ à 6,4 M€ par minute avec une formulation linéaire de l'incitation financière en lieu et place de la formulation logarithmique utilisée pour les TURPE 3 et 4. Cette évolution permet de renforcer l'incitation de 50 % pour le TURPE 5 et de se laisser quelques années de retour d'expérience pour analyser la pertinence par rapport au niveau actuel.

Pour l'ensemble des quatre indicateurs, les montants des incitations sont les suivants :

Indicateur	Montant de l'incitation annuelle
Durée moyenne annuelle de coupure en BT	6,4 M€ par minute
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA	5,9 M€ par minute
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT	4 M€ par coupure par an
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA	20 M€ par coupure par an

Afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur est fixé à ± 83 M€ par an pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1% du temps.

En outre, la CRE maintient le suivi pendant la période tarifaire TURPE 5 d'autres indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation sur la zone de desserte d'Enedis, sans les inciter financièrement. La liste correspondante est détaillée au paragraphe 3.2 de l'annexe 3 et comprend notamment trois nouveaux indicateurs par rapport à ceux prévus au cours de la période tarifaire TURPE 4.

Par ailleurs, la CRE invite les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI à travailler dès à présent sur la mise en place du suivi des quatre indicateurs relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, sur la base des définitions détaillées au paragraphe 4 de l'annexe 3.

Enfin, la CRE reste attentive à l'évolution de la qualité d'alimentation à différentes échelles territoriales. A cet effet, elle demande aux différents GRD de lui transmettre, en complément des indicateurs mentionnés précédemment, des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d'alimentation (prise en compte des différentes zones géographiques²⁹ aussi bien que des densités de population).

1.3.3.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Enedis verse actuellement aux consommateurs une pénalité égale à 20 % de la part fixe et puissance du TURPE par période de 6 heures d'interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d'événements exceptionnels, hors défaillance due au réseau public de transport. Pour les ELD et EDF SEI, ce montant est ramené à 2% de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures.

La majorité des acteurs s'est déclarée favorable à la proposition de la CRE de ramener cette durée de 6 heures à 5 heures dans un souci d'amélioration continue de la qualité d'alimentation.

Dans le cadre du TURPE 4, les interruptions d'alimentation des consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution gérés par les GRD dues à une défaillance du réseau public de transport ne donnaient pas lieu au versement d'une pénalité. Pour le TURPE 5, cette restriction est supprimée. En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable à un réseau public situé en amont de ceux gérés par ce gestionnaire de réseau public, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont. En particulier, RTE remboursera les pénalités correspondantes au GRD concerné.

La pénalité versée aux consommateurs est forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure. En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics qu'il gère, le GRD verse aux consommateurs concernés³⁰ la pénalité suivante par période de 5 heures, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures :

²⁹ Dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les zones géographiques correspondent à chacun des territoires.

³⁰ Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage. Il est applicable à l'ensemble des GRD (Enedis, ELD et EDF SEI).

- 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 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 par tranche de 5 heures de coupure.

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

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

La couverture tarifaire *ex ante* du dispositif est fixée à un montant de 38 M€ par an en lieu et place du montant de 28 M€ demandé par Enedis³¹ (ce montant est inclus dans les charges nettes d'exploitation présentées au paragraphe 2.1.2.10). Le plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées *via* le CRCP est fixé à 80 M€ au lieu de 50 M€ dans le cadre du TURPE 4.

Afin de limiter leur exposition financière, les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel défini au paragraphe 1 de l'annexe 3, 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 défini au paragraphe 1 de l'annexe 3. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.

1.3.4 Régulation incitative de la qualité de service

Afin d'améliorer le niveau de qualité de service offert par Enedis, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par le TURPE 3, entré en vigueur le 1^{er} août 2009.

Le TURPE 4 HTA-BT, entré en vigueur au 1^{er} janvier 2014, a maintenu, d'une part, le dispositif de suivi de la qualité de service d'Enedis établi par le TURPE 3, tout en le faisant évoluer pour tenir compte du retour d'expérience du TURPE 3 et des attentes des acteurs et, d'autre part, l'a étendu aux ELD d'électricité desservant plus de 100 000 clients et à EDF SEI.

Les indicateurs de qualité de service suivis par les GRD sont définis dans les délibérations de la CRE portant sur le TURPE³². Les résultats de ces indicateurs sont publiés par les GRD sur leur site internet destiné au grand public et figurent également dans leurs rapports annuel *ad hoc* relatifs à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service qu'ils publient depuis le 1^{er} janvier 2016.

La présente délibération reconduit le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service, en le faisant évoluer notamment sur la base du retour d'expérience. Cette évolution vise à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux autres parties prenantes, et simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La majorité des acteurs a souligné lors de la consultation publique l'importance de la régulation incitative de la qualité de service.

La CRE fait évoluer la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles des GRD ainsi qu'avec les recommandations de la CRE faites dans son rapport 2014 relatif à la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers. Ainsi, afin d'améliorer les relations entre Enedis et les fournisseurs qui conditionnent la qualité de service pour les consommateurs finals, la CRE procède notamment aux modifications suivantes :

- les heures de garantie de service du portail SGE sont étendues, à la demande des fournisseurs, en prenant en compte la plage de 7h à 21h six jours sur sept hors indisponibilités programmées plus de 48 heures à l'avance ;
- le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires est maintenant calculé également sur les réclamations relatives à la qualité d'alimentation, ce qui n'était pas le cas sous le TURPE 4 ;

³¹ Dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, la couverture *ex ante* du précédent dispositif se portait à 25 M€

³² Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

- une incitation financière est introduite afin d'améliorer la qualité du processus de reconstitution des flux au pas demi-horaire (mesure du volume d'énergie de calage et de normalisation dans le cadre du processus de réconciliation temporelle) ;
- l'objectif de référence relatif au taux d'index relevés et autorelevés par semestre augmente progressivement entre 2017 et 2020 (de 95,1 % en 2017 à 97 % en 2020) afin notamment de tenir compte du déploiement de Linky ;
- le taux d'appel à la ligne téléphonique dédiée aux fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 120 secondes est suivi sans être incité financièrement. La création de cet indicateur a été proposée par plusieurs acteurs en réponse à la consultation publique.

Afin qu'Enedis reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la présente délibération définit, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs sont fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de la suppression de la zone financièrement « neutre » entre l'objectif de base et l'objectif cible.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à Enedis et aux autres parties prenantes, la présente délibération établit une liste de quatre indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5. Par ailleurs, la CRE se réserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La CRE se réserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire notamment dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Enedis devra par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production d'électricité dont ils assurent la gestion. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront, si nécessaire, mis en place en cours de période tarifaire dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

La CRE note par ailleurs les attentes fortes des fournisseurs de disposer de services numériques modernes, réactifs, disponibles 24h/24 7j/7, avec plus de fonctionnalités. La délibération du 17 juillet 2014 sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA prévoit des incitations sur la performance des services numériques d'Enedis (taux de disponibilité du portail internet clients, taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile, etc.). Afin de prendre en compte les observations des acteurs du marché en réponse à la consultation publique, Enedis devra, en complément, faire un point annuel dans son rapport *ad hoc* relatif à la qualité de service sur :

- la disponibilité du portail SGE, des webservices, du portail internet clients ;
- les retards de mise à jour du portail SGE ;
- la mise à disposition dans les temps des flux utiles à la facturation ;
- le délai de traitement et les refus des demandes faites par les fournisseurs à travers SGE ;
- la neutralité statistique des index estimés ;
- le taux d'échec de transmission des ordres tarifaires, notamment concernant le déclenchement d'une période de pointe mobile.

La CRE demande à Enedis de travailler, dans le cadre du groupe de travail électricité (GTE), à l'extension des garanties du portail en termes de fonctionnalités, notamment l'accès à un portail le week-end pour la prise de rendez-vous, et de canaux efficaces (webservices, demandes en masse etc.).

La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Concernant les ELD desservant plus de 100 000 clients ainsi qu'EDF SEI, la présente délibération reconduit le mécanisme de suivi de la qualité de service en procédant aux modifications suivantes :

- introduction de l'automatisation du versement de la pénalité aux utilisateurs pour les rendez-vous non respectés par le GRD, à l'instar du mécanisme mis en place pour Enedis ;

- suppression du versement d'une pénalité, sur réclamation, pour les propositions de raccordement envoyées hors délais, à l'instar de ce qui est fait pour Enedis, tout en maintenant le suivi du respect de ce délai ;
- suivi du taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires en lieu et place du taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours calendaires ;
- suivi des taux de résiliations et de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs.

En complément des indicateurs incités financièrement, la CRE maintient le suivi pendant la période TURPE 5 d'autres indicateurs détaillés aux paragraphes 1.2 et 2.2 de l'annexe 2.

Par ailleurs, pour les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI, la remontée des résultats des indicateurs à la CRE sera à la fréquence annuelle et non plus trimestrielle, tout en conservant une fréquence de calcul trimestrielle.

1.3.5 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) et des réseaux électriques intelligents

La CRE attache une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Elle a lancé un ensemble d'initiatives associant les acteurs du secteur afin d'alimenter la réflexion collective sur ce sujet, et a publié, dans sa délibération du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents, des recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique, visant à :

- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

Cette délibération prévoit notamment que les gestionnaires de réseau transmettent chaque année à la CRE des feuilles de route « smart grid », décrivant leur travaux de mise en œuvre des recommandations de la CRE. Ces feuilles de route sont publiées chaque année par la CRE.

S'agissant des aspects tarifaires des sujets de R&D et de déploiement des réseaux électriques intelligents, le TURPE 5 HTA-BT donne à Enedis les ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et incite Enedis pour que ces ressources soient utilisées efficacement.

1.3.5.1 Régulation incitative de la R&D

Dispositif de régulation incitative

La présente délibération reconduit le dispositif de régulation incitative mis en œuvre par le TURPE 4, destiné à donner à Enedis les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain, en garantissant notamment qu'Enedis est incité à engager des projets de R&D et à réaliser des investissements innovants.

Les charges d'exploitation de R&D prévues mais non engagées seront restituées aux utilisateurs, en étant prises en compte dans le périmètre du CRCP.

Les investissements de R&D et d'innovation, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents, sont couverts en intégralité comme les autres dépenses d'investissement d'Enedis.

A cet effet, Enedis transmettra à la CRE avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire N, un bilan au titre de l'année N-1, qui pourra faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par Enedis dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Par ailleurs, la CRE publie tous les deux ans un rapport sur la politique d'innovation et de R&D menée par Enedis. Ce rapport complète les outils de communication déjà mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents. Il est destiné à donner aux acteurs du secteur de l'électricité de la visibilité sur la politique de recherche et d'innovation menée par Enedis et financée par le TURPE. À ce titre, la CRE a publié en novembre 2015 le rapport présentant l'avancement des travaux de R&D d'Enedis de l'année 2014³³.

Une description des programmes de R&D de Enedis est fournie en annexe 5.

³³ <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/rte-bilan-du-programme-de-r-d-annee-2014/consulter-le-document>

Ce cadre de régulation a été présenté dans la consultation publique de juillet 2016 sur le cadre de régulation du TURPE HTA-BT, et a obtenu l'assentiment de la quasi-totalité des acteurs.

Traitement tarifaire des dépenses de R&D

La trajectoire retenue pour les dépenses de R&D, et intégrée dans le revenu autorisé d'Enedis, est présentée dans le tableau ci-dessous.

Cette trajectoire s'inscrit dans la continuité du TURPE 4. Elle est minorée des subventions attendues. Si Enedis parvient à obtenir plus de subventions que prévu pour la R&D, celles-ci viendront augmenter le budget total qu'il pourra consacrer à sa R&D, sans modification des coûts supportés par le TURPE.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »	21	20	20	19	20
Thématique « Préparer l'évolution du rôle du Distributeur au service des acteurs »	20	21	21	22	21
Programme de démonstrateur de réseaux électriques intelligents	16	16	16	15	16
Subventions attendues	0,7	0,7	0,6	0,5	0,6
Charges d'exploitation de R&D supportées par le TURPE	56,3	56,3	56,4	55,5	56,1

1.3.5.2 Déploiement des réseaux électriques intelligents

La présente délibération introduit un mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents.

Cet accompagnement implique notamment de prendre en compte le cas de programmes relevant des réseaux électriques intelligents, qui permettraient une diminution des investissements, donc des charges de capital, mais au prix d'une hausse (moindre) des charges d'exploitation.

Cela pourrait être le cas de programmes de recours à des flexibilités (recours par le GRD à des services d'effacement, de stockage, etc...) notamment dans le cadre de l'article 199 de la LTECV, qui donne la possibilité aux collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseau de distribution.

En effet, avec le cadre tarifaire du TURPE 4 HTA-BT, de tels programmes pénaliseraient Enedis, du fait du cadre de régulation des dépenses d'investissement et des dépenses d'exploitation : une hausse des charges d'exploitation au-delà de la trajectoire initialement prévue est supportée par l'opérateur de réseau, alors qu'une baisse des dépenses d'investissement, donc des charges de capital, est rendue aux utilisateurs à travers le CRCP. Dans ces conditions, Enedis pourrait être incité à ne pas engager des projets rentables pour la collectivité.

De tels effets ne peuvent être évités par une prise en compte spécifique et automatique à travers le CRCP des dépenses d'exploitation liées aux réseaux intelligents, celles-ci étant ventilées dans différents postes comptables (SI, contractualisation) et difficilement isolables. A ce stade, Enedis prévoit que, sur la période TURPE5, le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents se traduira principalement par des dépenses d'investissement. Enedis n'a pas intégré dans sa trajectoire de charges d'exploitation de montants significatifs au titre du déploiement industriel des réseaux électriques intelligents.

La présente délibération introduit donc un dispositif permettant à Enedis de demander, une fois par an, l'intégration dans la trajectoire de charges couvertes par le TURPE 5 des surcoûts de charges d'exploitation liées à des projets relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents. Cette intégration est possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet ou de l'ensemble de projets, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du TURPE 5. Le cas échant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourront être ajoutés.



1.3.6 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'Enedis

Le projet de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA a pour objectif le déploiement de 35 millions de compteurs évolués jusqu'à la fin de l'année 2021. Etant données l'ampleur de ce projet et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, un cadre de régulation spécifique a été mis en œuvre en 2014 afin d'inciter Enedis à maîtriser les coûts d'investissement, à respecter le calendrier de déploiement et à garantir le niveau de performance attendu du système de comptage Linky.

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014 définissant ce cadre de régulation incitative³⁴, les charges liées au projet de comptage évolué sont prises en compte dans les trajectoires de charges d'exploitation et d'investissement du TURPE. Les actifs investis entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 bénéficient par ailleurs sur leur durée de vie d'un dispositif de couverture des charges de capital spécifique basé sur un taux de rémunération fixe et d'une prime liée aux incitations de respect des coûts, performance et délais de déploiement, selon le cadre de régulation défini par la délibération susmentionnée.

Par ailleurs, la délibération susmentionnée prévoit la mise en place d'un mécanisme permettant de différer les effets prévisionnels du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital couvertes par le TURPE. Ce mécanisme a pour objet de faire coïncider la couverture des coûts du projet avec la période de réalisation des gains attendus du projet. Les montants définis à ce titre dans la délibération du 17 juillet 2014 sont pris en compte en déduction du revenu autorisé d'Enedis pour la période TURPE 5 présenté au paragraphe 2.1, selon une trajectoire définie *ex ante*.

Enfin, les incitations financières correspondant au cadre de régulation prévu par cette délibération sont prises en compte dans le calcul du solde annuel du CRCP.

1.3.7 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

Le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), mis en place dans le cadre du TURPE 2, permet de prémunir Enedis du risque lié aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour l'élaboration du tarif. Le CRCP est également le véhicule utilisé pour prendre en compte les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

L'apurement du CRCP s'opère par un ajustement automatique à la hausse ou à la baisse de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles au 1^{er} août. La contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle de la grille tarifaire est limitée à plus ou moins 2 %. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du taux de rémunération des capitaux propres régulés s'applique au solde du compte. Le solde du CRCP qui ne serait pas totalement apuré à l'issue de la période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

La présente délibération conserve le principe général du CRCP existant, tout en faisant évoluer ses modalités de calcul et le périmètre de certains postes de charges et de revenus pris en compte par ce mécanisme. Les postes de charges et de produits entrant dans le périmètre du CRCP dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT et reconduits dans le cadre du TURPE 5 HT-BT sont les suivants :

- les recettes tarifaires d'Enedis, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges liées au paiement du tarif d'accès au réseau public de transport pour les postes-source d'Enedis, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les contributions reçues des utilisateurs au titre du raccordement aux réseaux, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 1.3.5.1).

Les postes de charges et produits dont la prise en compte dans le périmètre du CRCP fait l'objet d'une évolution pour la période TURPE 5 sont les suivants :

- les charges de capital liées aux investissements d'Enedis, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » (cf. paragraphe 1.3.1.2) ;

³⁴ 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 \leq 36 kVA

- les charges relatives aux pertes : la trajectoire annuelle de référence est révisée *ex post* et les écarts entre ce nouveau montant de référence et les charges réelles d'Enedis sont pris en compte à 80 % (cf. paragraphe 1.3.2) ;
- les charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les contributions au Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) versées par Enedis, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les redevances de concession versées par Enedis aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les recettes de prestations annexes perçues par Enedis, lorsque l'évolution de leur prix diffère de l'application des formules d'indexation annuelle des prix des prestations, prises en compte à hauteur de l'écart entre les recettes effectivement perçues et les recettes qui auraient été perçues, pour le même volume de prestations, si l'évolution des prix avait été calculée à partir des formules d'indexation annuelle ;
- les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation, ainsi que les montants liés au plafonnement des compensations versées directement aux utilisateurs au titre des coupures longues (cf. paragraphe 1.3.3) ;
- les incitations financières liées à la régulation incitative de la qualité de service (cf. paragraphe 1.3.4) ;
- les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis (cf. paragraphe 1.3.1.2) ;
- les incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Linky » d'Enedis, définies par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis ;
- les charges relatives aux impayés supportés par Enedis pour la part correspondant au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé (cf. ci-après) ;
- les charges relatives à la rémunération par Enedis des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé (cf. ci-après) ;
- les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme permettant d'accompagner le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (cf. paragraphe 1.3.5.2) ;
- les recettes liées aux contrats relatifs au comptage évolué qui pourraient être conclus avec d'autres GRD, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 3.3.6.3).

Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport

Ces charges correspondent aux contributions d'Enedis, versées au gestionnaire du réseau public de transport, pour le raccordement des postes source. Ces contributions viennent réduire la base d'actifs régulés entrant dans le calcul des charges de capital prises en compte pour le TURPE HTB. Dans la mesure où ces charges sont dans le périmètre du CRCP du TURPE 5 HTB, il convient d'adopter un traitement symétrique pour les charges correspondantes supportées par Enedis en les incluant dans le périmètre du CRCP du TURPE 5 HTA-BT.

Contributions et dotations d'Enedis au Fonds de péréquation de l'électricité

Le fonctionnement du FPE a été modifié par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), qui a introduit un nouveau mécanisme de prise en compte des coûts réellement exposés par les gestionnaires de réseaux, dont il appartiendra à la CRE de déterminer les montants, par dérogation à l'application des formules normatives qui étaient précédemment utilisées pour déterminer les montants des reversements. Les dispositions de la LTECV susmentionnées ont également prévu explicitement la possibilité d'intégrer dans le périmètre du mécanisme de péréquation les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées.

Ces évolutions introduisent des incertitudes sur les montants des contributions d'Enedis au FPE, qui justifient l'inclusion de ces charges, difficilement prévisibles, dans le périmètre du CRCP pour la période TURPE 5.

A ce titre, les charges prévisionnelles prises en compte sont les suivantes :

M€ courants	2017	2018	2019	2020
Contributions au FPE	-170	-170	-170	-170
<i>dont estimée pour l'application des formules normatives</i>	-18	-18	-18	-18
<i>dont estimée pour les reversements calculés à partir des coûts réellement exposés</i>	-152	-152	-152	-152

A ce stade, seule EDF SEI voit ses charges couvertes, au-delà du niveau du TURPE HTA-BT, par un reversement faisant l'objet d'un calcul spécifique. Celui-ci avait été pris en compte, dans le TURPE 4 HTA-BT, à hauteur de 152 M€/an sur la période 2014-2017. La présente délibération maintient le montant déjà fixé à l'occasion du TURPE 4 pour l'année 2017. La CRE prévoit en 2017 de procéder à une analyse des coûts d'EDF SEI, constitués de charges d'exploitation et de charges de capital, pour déterminer le niveau de reversement pour les années 2018 et suivantes.

La CRE pourra être amenée à déterminer un niveau de reversement pour un ou plusieurs autres GRD desservant plus de 100 000 clients, s'ils en font la demande, dans le cadre du nouveau mécanisme de prise en compte des coûts réellement exposés.

La CRE examinera, à l'occasion de la détermination du reversement à EDF SEI ou à un GRD desservant plus de 100 000 clients, l'opportunité de prévoir des mesures de régulation incitative.

L'écart entre le niveau des charges prévisionnelles exposé ci-dessus et l'ensemble des charges réelles d'Enedis au titre du FPE, au titre de l'application des formules normatives comme au titre des montants de reversement déterminés par la CRE, sera compensé à travers le CRCP.

Redevances de concession

Un nouveau modèle type de contrat de concession est en cours d'élaboration par les instances représentatives des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et Enedis. Le montant des redevances qui en résulteront, ainsi que le rythme d'adoption de ce nouveau contrat dans les différentes concessions ne sont pas connus avec précision à ce jour. En conséquence, la présente délibération inclut ces charges, qui sont difficilement prévisibles, dans le périmètre du CRCP pour la période TURPE 5.

Impayés de la part correspondant au paiement du TURPE

Pour les utilisateurs des réseaux publics d'électricité ayant conclu avec leur fournisseur un contrat unique incluant à la fois la fourniture d'électricité et l'accès au réseau, le fournisseur collecte pour le compte du GRD le paiement du TURPE, conformément aux stipulations du contrat GRD-F qui lie le fournisseur et le GRD. En application de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) du 22 octobre 2010³⁵, le contrat GRD-F stipule qu'Enedis rembourse les fournisseurs de la part des impayés qui correspond au paiement du TURPE facturé à leurs clients. Cette charge prévisionnelle avait été intégrée aux charges à couvrir prise en compte lors de l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT.

L'audit des charges d'exploitation d'Enedis a fait apparaître des écarts entre les dotations aux provisions et les charges finalement constatées sur ce poste de charges. Dans la mesure où ces charges apparaissent difficilement prévisibles avec précision, la présente délibération inclut les charges relatives aux impayés supportés par Enedis pour la part correspondant au paiement du TURPE dans le périmètre du CRCP. Elle retient par ailleurs un ajustement sur la trajectoire prévisionnelle retenue pour le TURPE 5, présenté au paragraphe 2.1.2.6.

Rémunération par le GRD des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique

Dans le cas où un utilisateur souscrit un contrat unique incluant la fourniture et l'accès au réseau, les coûts liés à la gestion de la relation contractuelle pour l'accès au réseau sont supportés par le fournisseur. Le CoRDIS a précisé³⁶ que, dans ce cas, « le rôle du fournisseur, quel que soit le régime juridique retenu par les parties, [était] celui d'un intermédiaire dûment missionné à cet effet par le client final et le gestionnaire de réseaux ».

³⁵ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 22 octobre 2010 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE à la société ELECTRICITE RESEAU DISTRIBUTION FRANCE, relatif au contrat GRD-F

³⁶ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 7 avril 2008 sur les différends qui opposent respectivement les sociétés Direct Energie, Gaz de France, Electrabel France et Poweo, à la société Electricité Réseau Distribution France (ERDF), relatifs à la signature d'un contrat GRD-F.



Dès lors, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des GRD peut faire l'objet d'une rémunération des fournisseurs par les GRD, prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD. Par ailleurs, comme présenté au paragraphe 3.2.1, la présente délibération prévoit que la composante de gestion du TURPE 5 HTA-BT évoluera automatiquement pour prendre en compte le montant moyen par client de la rémunération des fournisseurs.

La CRE a mandaté un consultant externe pour déterminer les paramètres d'un encadrement par la CRE du montant de la rémunération des fournisseurs par les GRD, qui fera l'objet d'une consultation publique à la fin de l'année 2016. Les modalités de cette rémunération feront l'objet d'une décision ultérieure de la CRE. Le montant moyen de la rémunération des fournisseurs et l'augmentation moyenne de la composante de gestion sont donc, à ce jour, incertains, mais devraient en moyenne se compenser.

Les recettes tarifaires d'Enedis sont incluses dans le périmètre du CRCP. L'augmentation moyenne de la composante de gestion, non prise en compte dans les trajectoires de recettes prévisionnelles à ce stade, sera donc compensée via le CRCP. De façon symétrique, la présente délibération inclut également dans le périmètre du CRCP les charges d'Enedis liées à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique. Ainsi, les écarts résiduels entre la rémunération moyenne des fournisseurs et l'augmentation moyenne de la composante de gestion seront compensés via le CRCP.

Modalités de mise en œuvre du CRCP

Les données comptables présentées par Enedis seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible.

La méthode de calcul du solde du CRCP est simplifiée et cohérente avec un équilibrage tarifaire par année civile.

Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées.

Les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

1.3.8 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation

La présente délibération tarifaire introduit une clause de rendez-vous sur le niveau des charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT, identique à celles retenues pour le tarif ATRD5 de GRDF et pour le TURPE 5 HTB, activable au bout de deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1^{er} août 2019.

La clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le TURPE 5 HTA-BT se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT pourra être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions n'étant prises en compte que pour les années 2019 et 2020.

1.4 Structure du TURPE HTA-BT

1.4.1 Méthode de construction des composantes de soutirage

La structure tarifaire des composantes de soutirage du TURPE 5 a été élaborée selon les mêmes principes généraux que ceux qui ont fondé le TURPE 4 tout en l'améliorant à certaines étapes et en prenant en compte des données largement enrichies.

1.4.1.1 Vision d'ensemble de la méthode de construction

Le tarif est fixé de manière à ce que la facture d'accès au réseau payée par chaque utilisateur reflète au mieux les coûts qu'il génère, selon le modèle retenu d'allocation des coûts. Le TURPE transmet ainsi aux utilisateurs un signal économique visant à optimiser les coûts des réseaux.

Les coûts des réseaux comprennent principalement les coûts d'infrastructure (investissements, maintenance, exploitation) et les coûts des pertes.

Il s'agit dans un premier temps de répartir ces coûts par domaine de tension puis parmi les différentes heures de l'année, sous la forme d'une chronique de coûts unitaires horaires (étape 1).

Les coûts des pertes sont des coûts variables à court terme dont l'allocation horaire ne pose pas de difficulté majeure puisqu'elle ne dépend que du taux de pertes et des prix de l'énergie.

La répartition des coûts d'infrastructure entre les utilisateurs est plus délicate car il s'agit de coûts fixes à court terme pour lesquels il n'existe pas *a priori* de prix horaire. Compte tenu des règles de dimensionnement des réseaux, qui président aux décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux, les soutirages n'ont pas le même impact sur les coûts d'infrastructure en fonction de l'heure de l'année à laquelle ils ont lieu.

Une chronique de coûts unitaires horaires est établie pour chaque domaine de tension comme la somme de la chronique des coûts unitaires horaires des pertes et de la chronique des coûts unitaires horaires d'infrastructure.

Cette chronique de coûts unitaires tient compte du fait que chaque utilisateur utilise non seulement le domaine de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des domaines de tension amont, dans des proportions qui dépendent des flux physiques sur les réseaux (étape 2).

Un coût total annuel peut alors être calculé pour chaque utilisateur en faisant le produit de sa courbe de charge et de la chronique des coûts unitaires horaires de son domaine de tension. Ce coût total annuel peut être réparti en coût total par plage horo-saisonnière en ne considérant que la partie correspondante des courbes de charge et des coûts unitaires.

Il est possible de déterminer le coût total pour un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue (étape 3).

Les grilles tarifaires sont définies pour que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux les coûts qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de maîtrise de la pointe de consommation, de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs (étape 4).

Ces étapes sont détaillées aux paragraphes 1.4.1.4 et suivants. Les paragraphes 1.4.1.2 et 1.4.1.3 examinent respectivement la question de la répartition entre les parts énergie et puissance, et celle du renforcement de l'horo-saisonnalité.

1.4.1.2 La répartition entre la part puissance et la part énergie, comme résultante de la méthode de construction

Comme indiqué précédemment, les grilles tarifaires du TURPE 5 sont définies de façon à minimiser globalement les écarts entre les coûts de réseaux et les tarifs appliqués à chaque utilisateur. La répartition entre la part puissance et la part énergie est le résultat de ce calcul d'optimisation.

En réponse aux deux consultations publiques de la CRE sur la structure, plusieurs acteurs se sont exprimés en faveur de la mise en œuvre de la méthode de construction des tarifs envisagée par la CRE, en soulignant notamment l'importance de bien prendre en compte les coûts induits par les utilisateurs à la pointe.

Certains acteurs, dont RTE et Enedis, ont demandé que la part des recettes à la puissance soit augmentée de manière normative, de façon à mieux refléter l'évolution de l'usage des réseaux qu'ils anticipent. Ils décrivent en effet un phénomène d'évolution des usages des réseaux, qui conduirait à un recours aux réseaux très limité mais se concentrant sur les mêmes heures (en cas d'insuffisance des sources de production renouvelables locales par exemple).

Par ailleurs, les orientations de politique énergétique transmises par le ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat indiquent que « *Tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie devrait être bien mesuré. En effet, une part trop importante à la puissance pour tous les consommateurs pourrait réduire les incitations à la maîtrise des consommations, objectif majeur de politique énergétique. Par ailleurs, elle induirait une augmentation de l'abonnement des tarifs réglementés de vente, qui pèse lourdement sur les consommateurs les plus modestes.* ». Elles indiquent également que « *Les nouveaux types de profils de courbe de charge correspondant aux nouveaux usages du réseau, qui accompagnent la transition énergétique (autoproduction, stockage, véhicules électriques...), devront faire l'objet d'une attention particulière.* » et qu'il « *semble important d'engager dès à présent une réflexion sur ces nouveaux types de profils, dont le nombre devrait sensiblement augmenter pendant la période d'application des prochains tarifs, et leurs conséquences notamment sur la répartition entre les parts puissance et énergie du tarif.* ».

L'analyse de la CRE sur cette question est exposée ci-après.

[La construction tarifaire permet de refléter les phénomènes de concentration des soutirages tout en incitant à la maîtrise de la pointe de consommation](#)

Pour des raisons de lisibilité, un tarif d'utilisation des réseaux qui consisterait à faire payer un prix différent pour chacune des 8760 heures de l'année, comme pour un consommateur d'électricité qui achèterait son énergie au prix spot n'est pas envisagé. Le TURPE 5 HTA-BT est constitué de deux composantes, en fonction de la puissance et de l'énergie, pour une ou plusieurs plages temporelles.

Le découpage des tarifs en plusieurs plages temporelles permet de refléter les coûts associés à une concentration des soutirages sur la plage temporelle la plus chargée.

Par ailleurs, l'équilibre entre les parts puissance et énergie permet de refléter les coûts associés à une concentration sur certaines heures au sein d'une plage temporelle.

Dans le cas d'un tarif comportant uniquement un terme à l'énergie (calculé comme le coût moyen horaire pondéré des soutirages), les utilisateurs qui utilisent le réseau aux heures les plus chères de la plage temporelle considérée seraient subventionnés par les utilisateurs consommant aux heures les moins chères. Un tel tarif

reflèterait mal les différences de coûts induites par la diversité des usages du réseau au sein de cette plage et irait à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation.

La composante à l'énergie a pour fonction d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation, en particulier aux heures de pointe dans le cas de tarifs horo-saisonnalisés, ce qui participe au phénomène de foisonnement et permet de limiter la concentration des appels de puissance pendant les heures critiques pour le réseau. Ce phénomène de foisonnement est structurant pour le dimensionnement des réseaux électriques. On constate par exemple que la puissance maximale effectivement appelée est très inférieure à la somme de toutes les puissances souscrites par les utilisateurs, même pendant les heures de pointe.

Une tarification uniquement à la puissance souscrite ne permettrait pas de prendre en compte le foisonnement des comportements des différents utilisateurs de réseaux. Elle inciterait certes à limiter la puissance maximale appelée au sein de la plage temporelle considérée, mais supprimerait toute incitation à limiter la durée d'utilisation de cette puissance. Une telle tarification irait donc à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la consommation. En outre, il pourrait en résulter une diminution du foisonnement des comportements des différents utilisateurs du réseau, qui pourrait avoir pour effet d'augmenter la pointe de consommation. Une telle tarification irait donc également à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation.

[Les données transmises par les gestionnaires de réseaux ne permettent pas d'établir le risque de concentration des soutirages qu'ils évoquent](#)

RTE et Enedis ont transmis à la CRE des flux prévisionnels entre domaines de tension pour la période 2017-2020. La structure du TURPE 5 est fondée sur ces prévisions, ce qui permet de prendre en compte les anticipations des gestionnaires de réseaux en matière d'évolution des flux annuels entre domaines de tension.

En outre, RTE a transmis des scénarios illustratifs de courbes de charges pour quelques postes sources particuliers, en aval desquels serait raccordée de la production décentralisée. A ce stade, ces données ne permettent pas de constater, ni d'anticiper pour la période 2017-2020, d'évolutions majeures dans les modes d'utilisation des réseaux. RTE et Enedis n'ont pas non plus communiqué à la CRE d'éléments indiquant des évolutions majeures de leurs méthodes internes de dimensionnement des réseaux.

La CRE considère que la méthode de construction tarifaire et le niveau de la part puissance qui en résulte sont cohérents avec les méthodes de dimensionnement des réseaux et les données transmises par RTE et Enedis.

[La méthode actuelle de construction tarifaire conduira à une hausse de la part puissance en cas de concentration des soutirages sur quelques heures au sein d'une même plage temporelle](#)

La méthode de construction des tarifs retenue pour TURPE 5 prévoit que, pour chaque plage temporelle, le poids de la composante à la puissance dépend, d'une part, de la différenciation temporelle des coûts de réseau et, d'autre part, de la diversité des profils³⁷ de consommation (aussi appelé foisonnement).

Le phénomène d'évolution des usages des réseaux envisagé par les gestionnaires de réseaux conduirait à ce que la plupart des utilisateurs concernés aient tendance à concentrer davantage qu'aujourd'hui leur consommation sur les heures les plus chargées de la plage temporelle de pointe. Dans ce cas, l'utilisation de la méthode d'élaboration de la structure retenue pour le TURPE 5, appliquée à des courbes de charge reflétant un tel phénomène, conduirait à obtenir une part puissance beaucoup plus importante qu'aujourd'hui pour la plage temporelle concernée.

Compte tenu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE estime qu'il n'est pas pertinent d'augmenter de façon artificielle la part puissance des tarifs.

Dans un contexte d'évolution du paysage énergétique, la CRE introduit une clause de rendez-vous, permettant, le cas échéant, d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTA-BT, soit à l'été 2019. Cette clause de rendez-vous ne sera activée que si les données reçues par la CRE permettent de constater ou d'anticiper d'éventuels changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux ou dans les méthodes de dimensionnement des réseaux. Le cas échéant, la CRE examinera s'il y a lieu d'adapter la structure tarifaire afin d'assurer la pertinence des signaux économiques qu'elle transmet. La CRE veillera également, dans ce cadre, à maintenir la continuité et la prévisibilité des tarifs nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité. L'activation de cette clause ne pourra pas conduire à une modification des règles de détermination du revenu autorisé.

1.4.1.3 Le renforcement de l'horo-saisonnalité des tarifs

L'article L. 341-4 du code de l'énergie précise que la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doit être horo-saisonnalisée : « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de*

³⁷ Le terme profil de consommation renvoie ici à la chronique de soutirage de chaque utilisateur, et non pas aux profils utilisés pour la reconstitution des flux.

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 ».

En outre, dans son courrier d'orientation de politique énergétique du 22 février 2016, la Ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, a souligné l'enjeu de « *la maîtrise des pointes électriques, qui devrait être favorisée par l'introduction d'un tarif d'utilisation des réseaux « à quatre index » et par l'introduction d'un tarif d'utilisation des réseaux « à pointe mobile ».*

Dans ce contexte, la CRE a utilisé des données plus précises et exhaustives que pour le TURPE 4. Les courbes de charge réelles d'un large échantillon représentatif des utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ont permis de modéliser avec plus de finesse les coûts générés par les différents types d'utilisateurs pour toutes les heures de l'année. En outre, l'aléa climatique est désormais pris en compte grâce aux données historiques de consommation des dix dernières années, alors que la construction du TURPE 4 s'appuyait sur des données de consommation moyenne à climat normal.

Enfin, la CRE a pris en compte les nouvelles prévisions de flux d'électricité sur les réseaux de distribution, transmises par Enedis, à l'horizon 2017-2020. Enedis projette notamment une progression de la production décentralisée et une diminution des pertes.

Cette meilleure prise en compte de l'aléa climatique et du comportement des utilisateurs a permis un renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs, à la fois au travers de la forme des grilles tarifaires (généralisation des tarifs à différenciation temporelle en HTA, introduction d'un tarif à quatre plages temporelles en BT \leq 36 kVA) et au travers de la différenciation des coefficients tarifaires des différentes plages temporelles. Ces évolutions ont été présentées dans la deuxième consultation publique de la CRE sur la structure des grilles tarifaires pour les TURPE 5.

Le TURPE 5 permet ainsi de mettre en œuvre un signal tarifaire qui, en reflétant mieux les coûts d'utilisation du réseau par un accroissement du signal horo-saisonnier, incite plus efficacement à une réduction des consommations lors des périodes critiques pour le réseau. Un tel tarif permet d'optimiser les coûts d'infrastructure et les coûts des pertes.

1.4.1.4 Etape 1 : calcul des coûts unitaires horaires par domaine de tension

La première étape de l'allocation des coûts consiste à déterminer des coûts unitaires horaires pour chaque domaine de tension. Ces coûts unitaires comprennent, pour chaque domaine de tension :

- des coûts horaires d'infrastructure ;
- des coûts horaires de pertes.

L'utilisation du réseau étant fortement dépendante de l'aléa climatique, l'allocation des coûts prend désormais en compte la variabilité climatique (les courbes de charge considérées sont celles observées sur une période de 10 ans et non plus des courbes de charge reconstituées à climat normal comme dans le TURPE 4 HTA-BT).

Coûts horaires d'infrastructure

La CRE s'est interrogée sur la pertinence de l'utilisation des coûts marginaux pour calculer les coûts horaires d'infrastructure du réseau. En effet, en théorie, le signal le plus efficace est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer la totalité du développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. Une tarification au coût marginal conduirait donc à attribuer la totalité des coûts d'infrastructure aux heures où se concentre la consommation des utilisateurs les plus thermosensibles et à ne rien faire payer aux utilisateurs consommant en dehors des heures critiques. Au regard des effets en termes de répartition des coûts entre les consommateurs et des évolutions très importantes de factures qui en découleraient, la CRE considère qu'il n'est pas pertinent de fonder la tarification des réseaux électriques sur les coûts marginaux de développement, d'autant que dans le même temps, la prise en compte de l'aléa climatique sur dix ans a déjà pour conséquence d'augmenter les coûts alloués aux utilisateurs les plus thermosensibles.

C'est la raison pour laquelle la CRE a conservé une méthode similaire à celle utilisée pour les TURPE 4. Selon cette méthode, les coûts horaires d'infrastructure sont calculés de façon à attribuer à chaque heure de l'année le coût incrémental induit par la charge qui lui est associée. Selon cette méthode, le coût du réseau nécessaire pour acheminer la puissance minimale appelée à l'heure la moins chargée est réparti à égalité entre toutes les heures de l'année. Le coût incrémental du réseau nécessaire pour acheminer 1 MW de plus que cette puissance minimale est ensuite réparti entre les heures où ce MW supplémentaire est appelé, et ainsi de suite. Ainsi, le coût d'un incrément de réseau associé à une charge supplémentaire est réparti à égalité entre toutes les heures concernées par cette charge supplémentaire, et toute heure, même la moins chargée, supporte une part des coûts du réseau.

Pour le TURPE 4, les courbes de charge utilisées pour ce calcul des coûts unitaires étaient des courbes de charge théoriques à climat normal. Or, les réseaux étant dimensionnés pour absorber les transits lorsqu'ils sont les plus

fortement sollicités, l'aléa climatique est une variable importante pour leur dimensionnement. C'est la raison pour laquelle, dans un souci de meilleur reflet des coûts, la CRE a proposé dans la consultation publique de juillet 2015 de fonder le calcul des coûts unitaires des TURPE 5 sur les soutirages réalisés au cours des dix dernières années. Les réponses à la consultation ont été majoritairement favorables à ce changement et la CRE l'a mis en œuvre dans ses travaux.

En haute tension, les réseaux sont dimensionnés pour pouvoir continuer à acheminer l'électricité même en cas de défaillance d'un ouvrage (critère du « N-1 »). Toutefois, cette redondance n'est pas systématique et n'est assurée que quand les coûts associés au risque d'énergie non distribuée sont supérieurs aux coûts de renforcement des ouvrages. Par exemple, sur le domaine de tension HTB, c'est en général le cas quand un renforcement de réseau réduit le risque de défaillance pour plus de 2 000 heures par an. La redondance n'est en conséquence pas totalement garantie pour les 2 000 heures les plus chargées. Pour le TURPE 5, cette redondance limitée des réseaux en haute tension est prise en compte dans le calcul des coûts unitaires, ce qui se traduit par une réduction du coût incrémental alloué aux heures d'extrême pointe.

En basse tension (BT), contrairement à la haute tension, le réseau n'est pas redondant : la pointe dimensionnante correspond à l'heure la plus chargée et donc à une situation de demande extrême qui, localement, ne correspond pas nécessairement avec l'heure la plus chargée au niveau national. En pratique, la puissance maximale atteinte sur 10 ans par l'ensemble des consommations BT au niveau national est bien inférieure à la somme de toutes les pointes locales sur les réseaux BT. Si les 700 000 poches de réseau BT sur le réseau d'Enedis foisonnent beaucoup entre elles, le foisonnement des comportements entre quelques dizaines d'utilisateurs au sein d'une poche locale BT donnée est beaucoup plus faible que le foisonnement entre plusieurs dizaines de millions d'utilisateurs au niveau national. Le dimensionnement de chaque poche de réseau local est déterminé par le GRD pour faire face à la pointe locale, en prenant en compte l'incertitude sur la consommation à cette échelle.

Afin de refléter la réalité des inducteurs de coûts sur le réseau en basse tension, il est nécessaire de compléter l'utilisation de coûts horaires d'infrastructure, fondés sur la courbe de charge nationale BT, par une modélisation des marges de sécurité qu'exige la dimension locale du réseau. Compte tenu de la structure des poches de réseau BT, cette marge de sécurité est équivalente, en moyenne, à la prise en compte d'une consommation additionnelle³⁸ de l'ordre de 15 % à 20 % de la puissance souscrite par l'utilisateur, pour le seul dimensionnement des réseaux BT. Cette marge de sécurité conduit à définir pour l'ensemble de la basse tension des coûts par kVA de puissance souscrite, qui s'ajoutent aux autres coûts horaires d'infrastructure.

La prise en compte de cette spécificité des réseaux BT conduit notamment à une augmentation de la part puissance dans les tarifs BT ≤ 36 kVA, ce qui pourrait entraîner, pour certains utilisateurs des évolutions de facture significatives. Pour la BT ≤ 36 kVA, cette évolution de la part puissance est donc lissée en l'appliquant progressivement sur la durée du TURPE 5 HTA-BT (cf. paragraphe 1.4.2.5).

Dans leur réponse à la consultation publique, certaines parties prenantes ont demandé à ce que des coûts par kVA de puissance souscrite soient également pris en compte pour la HTA. En HTA, pointe nationale et locale coïncident mieux qu'en basse tension, puisqu'il y a environ 500 heures dimensionnantes, contre une heure en BT. Toutefois, dans la mesure où la coïncidence n'est pas parfaite, la prise en compte d'une marge de sécurité, sous la forme de coûts par kVA de puissance souscrite (*a priori* nettement plus faibles qu'en BT), pourrait être pertinente. Une telle prise en compte de l'imperfection de la coïncidence entre pointes locales HTA et pointe nationale HTA nécessiterait de disposer de données fines sur la répartition des consommations au sein des poches de réseau HTA. Sur la base de ces données, des travaux d'analyse approfondis des méthodes de dimensionnement des réseaux devraient être menés. La CRE envisage de mener ces travaux en amont de la clause de rendez-vous prévue pour la structure du TURPE mi 2019.

Coûts horaires des pertes

Les coûts horaires liés à la compensation des pertes sont calculés, comme pour les TURPE 4, à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles. Dans sa consultation publique de juillet 2015, la CRE avait interrogé les parties prenantes sur la prise en compte des coûts de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes. La majorité d'entre elles s'y est déclarée favorable. Toutefois, en l'absence de mise en œuvre du mécanisme de capacité jusqu'à présent, il a été impossible

³⁸ Il s'agit ici d'une vision simplifiée. En pratique, les gestionnaires de réseaux prennent en compte une modélisation probabiliste de la consommation locale au sein de la poche de réseau considérée. Le dimensionnement ne s'appuie donc pas seulement sur une vision déterministe de l'historique de consommation mais aussi sur une vision probabiliste pour déterminer le risque et les coûts de non qualité en cas de sous-dimensionnement. La consommation au sein d'une poche de réseau local donnée comporte une part d'aléa que le foisonnement limité au sein de cette poche ne permet pas de négliger. Cette incertitude nécessite ainsi un dimensionnement plus large que le dimensionnement résultant d'une vision déterministe de l'historique de consommation de cette poche. Ce surcroît de dimensionnement est, dans le cadre de la construction tarifaire à l'échelle nationale, assimilé à une marge de sécurité pour faire face à une consommation additionnelle.

d'estimer le prix de la capacité au moment de l'élaboration des grilles tarifaires. La CRE n'a donc pas pris en compte de prix de la capacité pour élaborer la structure des grilles tarifaires des TURPE 5³⁹.

1.4.1.5 Etape 2 : cascade des coûts

La deuxième étape de l'allocation des coûts consiste à déterminer les coûts induits par le soutirage d'un kilowatt pendant une heure depuis un domaine de tension donné, sur ce domaine de tension mais aussi sur les domaines de tension amont, par une méthode identique à celle utilisée pour les TURPE 4.

Cette « cascade des coûts » traduit le fait qu'un appel de puissance, sur un domaine de tension donné et pendant une durée donnée, induit des transits sur ce même domaine de tension, mais aussi sur l'ensemble des domaines de tension amont. Cette cascade porte sur les coûts horaires d'infrastructure et sur les coûts horaires liés à la compensation des pertes. Un soutirage réalisé en basse tension génère des flux sur tous les domaines de tension, jusqu'en 400 kV, dans des proportions qui sont indiquées par la matrice des flux d'énergie issue des études techniques des gestionnaires de réseaux. En conséquence, un taux de contribution aux flux sur les réseaux en amont est défini pour la période tarifaire considérée pour chaque domaine de tension sur la base de cette matrice.

La matrice des flux utilisée pour construire les grilles présentées dans la consultation publique de mai 2016 était celle utilisée pour construire la structure du TURPE 4, comprenant les années 2012 à 2016. La CRE a, depuis, procédé à l'actualisation des grilles, en utilisant des matrices de flux prévisionnelles (2017-2020) transmises par RTE et Enedis.

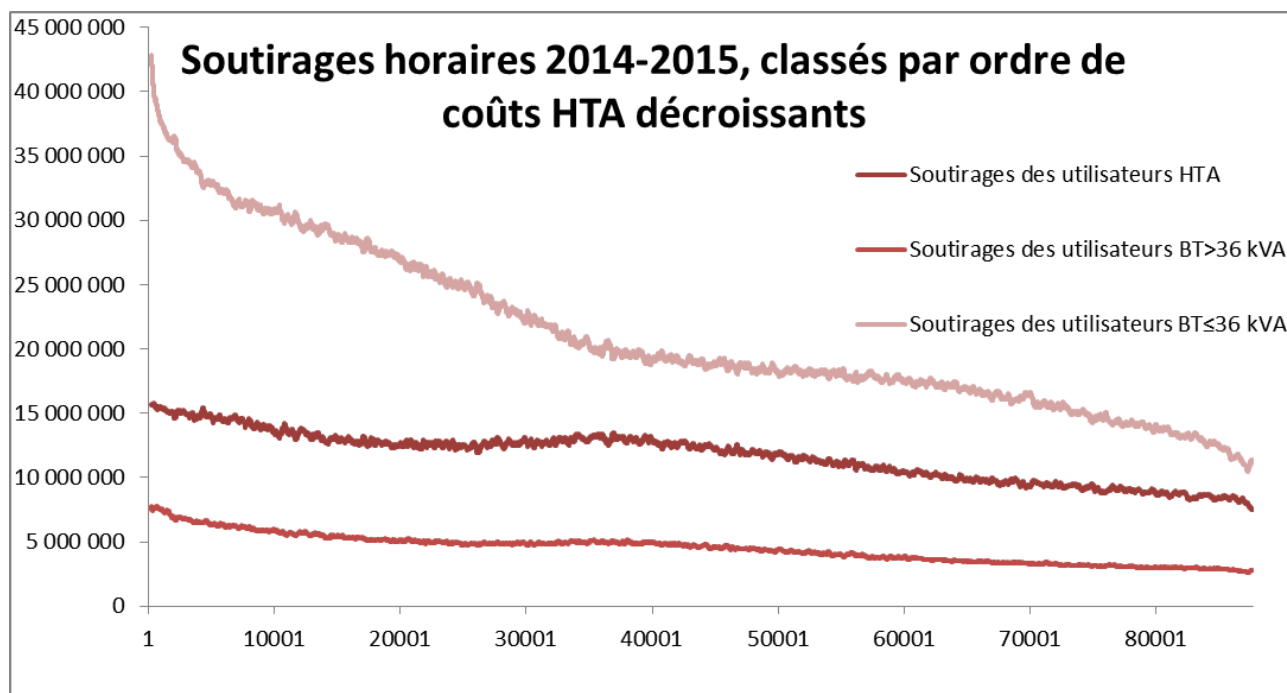
Sur les réseaux de distribution, la meilleure prise en compte de l'aléa climatique conduit, par rapport au TURPE 4 HTA-BT, à une baisse relative des coûts alloués aux soutirages HTA et BT > 36 kVA, et une hausse relative des coûts alloués à la BT ≤ 36 kVA. Ainsi, entre le TURPE 4 HTA-BT et le TURPE 5 HTA-BT, pour les composante de soutirage :

- la part des coûts alloués à la HTA passe de 18,87 % à 17,17 % soit une baisse de 8,97 % ;
- la part des coûts alloués à la BT > 36 kVA passe de 14,38 % à 13,87 % soit une baisse de 3,57 % ;
- la part des coûts alloués à la BT ≤ 36 kVA passe de 66,75 % à 68,96 % soit une hausse de 3,31 %.

Ces évolutions sont cohérentes avec la réalité des usages du réseau, les utilisateurs BT ≤ 36 kVA étant proportionnellement plus présents aux heures critiques que les utilisateurs HTA, comme le montre le graphe suivant. Elles sont en outre légèrement moins contrastées que les évolutions exposées par la CRE dans sa consultation publique de mai 2016, à la suite de la prise en compte des flux prévisionnels des gestionnaires de réseaux (2017-2020) et, notamment, de la réduction du volume des pertes électriques et de l'augmentation des injections décentralisées.

³⁹ L'impact du coût de la capacité sur les charges liées à la compensation des pertes a en revanche été pris en compte dans le niveau du tarif et sera réajusté ex post au travers du CRCP.

Soutirages (kW) par heures, classées par ordre de coûts HTA décroissants et moyennées sur 200 heures glissantes



A ces évolutions moyennes doivent s'ajouter les conséquences, en termes de répartition des coûts entre les utilisateurs d'un même niveau de tension, d'autres évolutions visant à inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe, telle que l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA (cf. paragraphe 1.4.2.4). La prise en compte de ces changements de méthode de construction tarifaire est lissée pour assurer la progressivité des évolutions tarifaires.

En outre, pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA, l'introduction, à travers le tarif à 4 plages temporelles, d'un signal tarifaire saisonnier, qui existait déjà dans le TURPE 4 pour les domaines de tension supérieurs, pourrait conduire à des évolutions des comportements de consommation (par exemple par des efforts d'économie d'énergie plus prononcés en heures pleines d'hiver ou encore par des déplacements de consommation vers les heures creuses d'hiver). De telles évolutions pourraient conduire à moyen terme à un rééquilibrage partiel de la répartition des coûts au profit des clients BT ≤ 36 kVA.

Les conséquences de ces évolutions de structure sur la répartition des coûts entre domaines de tension sont prises en compte de façon progressive et partielle dans le TURPE 5 HTA-BT. Plus précisément, environ un tiers de l'effet de nouvelle répartition des coûts est pris en compte dès l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT au 1^{er} août 2017. Un autre tiers environ est pris en compte de façon progressive à l'occasion des évolutions annuelles prévues au cours de la période TURPE 5 au 1^{er} août 2018, 2019 et 2020. Sous réserve de l'évolution des comportements d'ici 2021 et de leurs effets sur la répartition des coûts entre domaines de tension, le dernier tiers sera, le cas échéant, pris en compte durant la période tarifaire du TURPE 6 HTA-BT.

Le tableau suivant donne les évolutions de la part des coûts portés par les différents domaines de tension, telles qu'elles sont prises en compte pour la détermination de la composante de soutirage du TURPE 5 HTA-BT :

Evolution cumulée de la part des coûts portés par domaine de tension par rapport à TURPE 4

Evolution cumulée par rapport à TURPE 4	2017	2018	2019	2020	Evolution annuelle à l'été 2018, 2019, 2020
HTA	-3,26%	-4,21%	-5,16%	-6,11%	-0,95%/an
BT > 36 kVA	-1,30%	-1,68%	-2,05%	-2,43%	-0,38%/an
BT ≤ 36 kVA	+1,20%	+1,55%	+1,90%	+2,25%	+0,35%/an



Pour la HTA et la BT > 36 kVA, ces évolutions seront mises en œuvre à travers une diminution de l'ensemble des coefficients de la composante de soutirage, qui évolueront de - 0,95 % par an en HTA et - 0,38 % par an en BT > 36 kVA au 1er août 2018, 2019 et 2020. Pour la BT ≤ 36 kVA, la mise en œuvre de cette évolution est détaillée au paragraphe 1.4.2.5.

1.4.1.6 Etape 3 : calcul du coût par plage temporelle par utilisateur

Un coût total annuel par plage temporelle est calculé, pour un utilisateur donné, en appliquant les coûts horaires (déterminés comme expliqué supra, après prise en compte de la cascade des coûts) à la courbe de charge de cet utilisateur.

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 total annuel correspondant à cette plage pour un utilisateur de ce domaine de tension en fonction de sa durée d'utilisation. 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.

Pour construire ces nuages de points, la CRE a utilisé des échantillons représentatifs de courbes de charges sur les dix dernières années pour les domaines de tension HTA et la BT.

1.4.1.7 Etape 4 : détermination des grilles tarifaires

Compte tenu de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation, les grilles tarifaires résultent d'un arbitrage entre précision du reflet des coûts et lisibilité du signal tarifaire, afin de mettre en œuvre le principe d'horosaisonnalité. Compte tenu de la diversité des modes d'utilisation des réseaux entre utilisateurs d'un même domaine de tension, proposer un seul tarif créerait des transferts importants entre utilisateurs : certains paieraient beaucoup plus cher qu'ils ne coûtent réellement et inversement. En revanche, avoir un tarif pour chaque heure de l'année permettrait, certes, de s'assurer que chaque utilisateur paye exactement ce qu'il coûte mais au prix d'une complexité disproportionnée puisqu'il faudrait 8 760 coefficients tarifaires par domaine de tension. C'est la raison pour laquelle pour un domaine de tension donné, le tarif divise l'année en plages temporelles regroupant des heures dont les coûts induits sont relativement similaires.

Par ailleurs, plusieurs versions sont proposées pour chaque domaine de tension, chaque utilisateur ayant le choix de la version à laquelle il souscrit, en fonction de ses comportements de consommation. Plus le nombre de versions proposées est élevé, plus le tarif payé par chaque utilisateur pourra se rapprocher des coûts qu'il génère. Mais augmenter le nombre de versions accroît la complexité et diminue la lisibilité des tarifs. Le nombre de versions retenu constitue un compromis entre le bon reflet des coûts et la lisibilité du tarif. A titre d'exemple, le tarif HTA a été découpé en deux versions : une version courte utilisation (CU) et une version longue utilisation (LU).

L'utilisation de données plus fines de consommation a permis d'améliorer cette étape de construction de tarifs. Pour le TURPE 5 HTA-BT, les coefficients à la puissance et à l'énergie de chaque plage horaire et de chaque version d'un domaine de tension sont déterminés par minimisation des écarts entre le tarif payé par un utilisateur et le coût qu'il engendre. Ainsi, une fois choisis les plages temporelles et le nombre de versions, la longueur des versions tarifaires, le niveau de différenciation temporelle, et le ratio entre part puissance et part énergie résultent d'une optimisation globale des tarifs, visant à refléter au mieux l'allocation des coûts de réseau. Les tarifs obtenus permettent donc de garantir que le tarif appliqué à chaque utilisateur reflète avec un niveau de précision suffisant les coûts qu'il génère. Ainsi, le TURPE transmet un signal pertinent aux utilisateurs, les incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements dans le réseau à moyen terme.

Coexistence d'options avec et sans différenciation temporelle en basse tension ≤ 36 kVA

Dans leurs réponses à la consultation publique de la CRE de mai 2016, plusieurs parties prenantes ont souligné que les grilles TURPE qui étaient présentées en annexe du document de consultation pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA présentaient, selon elles, un risque de bascule de clients souscrivant actuellement le tarif moyenne utilisation à deux plages temporelles (« MU DT ») vers le tarif à courte utilisation sans différenciation temporelle. Ces parties prenantes ont souligné que de tels changements pourraient conduire des utilisateurs à basculer d'une offre de fourniture heures pleines - heures creuses vers une offre de fourniture sans différenciation temporelle : de tels changements pourraient en particulier réduire le nombre de ballons d'eau chaude asservis au signal heures pleines - heures creuses, ce qui n'irait pas dans le sens d'une meilleure utilisation des réseaux de distribution.

Pour TURPE 5 HTA-BT comme pour TURPE 4 HTA-BT, le domaine de tension BT ≤ 36kVA présente la particularité d'une coexistence entre des options tarifaires sans différenciation temporelle (courte utilisation et longue utilisation) et une option avec différenciation temporelle (moyenne utilisation) (cf. paragraphe 1.4.2.4). Lorsqu'un utilisateur souscrit une option sans différenciation temporelle, alors qu'il avait historiquement souscrit une option avec différenciation temporelle, la répartition de sa consommation peut évoluer, avec un report d'une partie de sa consommation des heures creuses vers les heures pleines. La méthode de construction des tarifs adoptée pour le TURPE 5 en BT ≤ 36 kVA prend en compte cet effet : le coût total annuel, pour un utilisateur abandonnant une

option avec différenciation temporelle, est calculé en appliquant les coûts horaires à une version déformée de sa courbe de charge, qui tient compte d'un déplacement de 12 % de sa consommation⁴⁰ des heures creuses vers les heures pleines.

En l'absence d'introduction d'options à 4 plages temporelles, la mise en œuvre de cette méthode conduirait à une répartition des utilisateurs entre options courte utilisation sans différenciation temporelle et moyenne utilisation avec différenciation temporelle très proche de la répartition actuelle. L'introduction d'options à 4 plages temporelles conduira à augmenter le nombre d'utilisateurs souscrivant des options à différenciation temporelle.

Cas particulier du tarif longue utilisation sans différenciation temporelle en basse tension ≤ 36 kVA

En BT ≤ 36 kVA, le tarif longue utilisation pose une difficulté particulière. En effet, il s'agit d'un tarif sans différenciation temporelle, principalement souscrit par des utilisateurs ayant une utilisation très spécifique du réseau, notamment l'éclairage public et le mobilier urbain. Une large part de ces utilisateurs ne dispose pas de compteur et leur consommation est estimée en fonction d'un profil de consommation PRO5 correspondant à ces usages. Dans ce contexte, il n'est pas envisageable d'introduire une différenciation temporelle pour ce tarif.

Les utilisateurs PRO5 sont notamment caractérisés par un rapport consommation d'énergie sur puissance souscrite très important par rapport aux autres catégories d'utilisateurs en BT ≤ 36kVA. Le rapport actuel entre les coefficients à l'énergie et à la puissance du tarif longue utilisation du TURPE 4 conduit, en pratique, très peu d'autres utilisateurs, ayant par exemple une utilisation faible du réseau en heures creuses, à le souscrire.

Si le tarif longue utilisation sans différenciation temporelle était construit selon la méthode exposée supra, il serait souscrit par une population d'utilisateurs beaucoup plus large que celle décrite précédemment. En effet, la prise en compte des coûts horaires appliqués à un profil d'utilisation PRO5, dont la consommation se situe essentiellement à des heures peu coûteuses pour le réseau, conduirait à un tarif qui se révélerait attractif notamment pour certains utilisateurs thermosensibles. Le tarif devrait alors être recalculé en fonction non seulement des utilisateurs PRO5 mais aussi des utilisateurs thermosensibles qui le souscriraient également. Les utilisateurs PRO5 se trouveraient alors payer un tarif élevé, celui-ci étant aussi souscrit par les utilisateurs thermosensibles qui, eux, bénéficieraient d'un effet d'aubaine et ne seraient plus incités à déplacer leur consommation vers les heures les moins critiques pour le réseau.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, le ratio entre part puissance et part énergie pour le tarif longue utilisation du TURPE 5 ne résulte pas de la méthode d'optimisation globale des tarifs. Il est maintenu inchangé par rapport au ratio du tarif TURPE 4 longue utilisation. Le niveau du tarif est, comme pour l'ensemble des autres options tarifaires, défini pour refléter au mieux l'allocation des coûts de réseau.

Cette construction particulière pour le tarif longue utilisation sans différenciation temporelle en BT ≤ 36 kVA engendre un tarif adapté à l'utilisation particulière du réseau des utilisateurs PRO5, sans pour autant conduire à des effets d'aubaine notables pour d'autres utilisateurs.

1.4.2 Forme des grilles des composantes de soutirage

Les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, indiquent que « *Le premier enjeu concerne la maîtrise des pointes électriques, qui devrait être favorisée par l'introduction d'un tarif d'utilisation des réseaux « à quatre index » et par l'introduction d'un tarif d'utilisation des réseaux « à pointe mobile ».* ».

En ce qui concerne l'introduction de tarifs à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA, ces orientations affirment que sa mise en place « *est souhaitable dès le prochain tarif* », « *de manière optionnelle* » tout en soulignant qu'il « *est important de garantir la progressivité de l'évolution de factures pour les consommateurs liées à cette nouvelle option et d'éviter les éventuels effets d'aubaine liés à des changements d'options infra-annuels.* »

En ce qui concerne l'introduction de tarifs à pointe mobile, ces orientations affirment qu'un « *signal « pointe mobile » sur le tarif d'utilisation des réseaux devrait permettre [...] de renforcer l'incitation à la maîtrise de la consommation à la pointe. [...] Une mise en place rapide d'un signal à pointe mobile pour la moyenne tension est donc souhaitable. Par ailleurs, un signal pointe mobile pour la basse tension devrait être envisagé dès à présent.* ».

1.4.2.1 Généralisation des tarifs à 5 plages horosaisonniers en HTA

Les grilles tarifaires du TURPE 4 comportent trois options tarifaires pour le niveau de tension HTA : une option concave, sans différenciation temporelle, une option à cinq plages temporelles et une option à huit plages temporelles.

⁴⁰ Ce déplacement correspond à la part de la consommation résidentielle liée à l'eau chaude sanitaire asservie (cf. pages 19 et 46 du Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2016, http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2016_complet_vf.pdf)

Option tarifaire à pointe fixe en HTA

Compte tenu des possibilités offertes par l'évolution des systèmes de comptage, il est possible de réaménager les grilles tarifaires du domaine de tension HTA afin de les rendre plus lisibles et de mieux traduire les différences saisonnières et journalières de coûts de réseaux, afin notamment de maîtriser la pointe de consommation.

La présente délibération supprime l'option concave. Cette suppression permettra de donner à l'ensemble des utilisateurs raccordés en HTA un signal-prix à différenciation temporelle, reflétant plus finement les coûts de réseau. La présente délibération supprime aussi, dans un souci de simplification, le tarif à huit plages temporelles, peu souscrit actuellement (moins de 5 % des utilisateurs raccordés en HTA).

Ainsi, tous les tarifs proposés pour le domaine de tension HTA présentent cinq plages temporelles : pour la pointe fixe, la version actuelle, correspondant à une « courte utilisation », est complétée par une version « longue utilisation », afin de prendre en compte les différents types d'utilisation du réseau pour ce domaine de tension.

Option tarifaire à pointe mobile en HTA

Des travaux menés par la CRE ont montré un synchronisme de 65 % entre les pointes de consommation nationales⁴¹ et celles des postes sources pour les années 2007 à 2012. Les années climatiques extrêmes, ce synchronisme est plus fort (82 % pour l'année 2011-2012⁴², année marquée par une vague de froid au mois de février). Du fait d'un bon synchronisme des périodes de pointe nationale de consommation et des heures critiques pour le réseau HTA, un signal fondé sur la pointe de consommation nationale peut contribuer à diminuer les besoins d'investissements sur les réseaux.

En conséquence, la CRE avait annoncé la mise en œuvre d'une option à pointe mobile en HTA pour la période TURPE 5, dans sa délibération du 18 février 2016⁴³. Afin de maintenir une cohérence des signaux tarifaires au cours de l'ensemble de l'année 2017, cette même délibération définissait un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA pour la période allant du 1^{er} janvier 2017 à l'entrée en vigueur du TURPE 5, en modifiant le TURPE 4 HTA.

La présente délibération introduit un tarif à pointe mobile en HTA, qui contribuera à renforcer le signal tarifaire à la pointe.

La période de pointe mobile retenue correspond à la période de pointe dite « PP1 » du mécanisme de capacité. Enedis a indiqué que le faible nombre d'heures associées à cette période d'activation (de 100 à 150 heures) pourrait réduire son intérêt économique pour le réseau HTA, dont le nombre d'heures critiques⁴⁴ est de l'ordre de 500 heures. Cependant, une partie de ces 500 heures ne sont critiques qu'au niveau local et ne pourraient donc être captées par un signal national. La CRE considère donc que la période « PP1 » reflète de façon pertinente les heures les plus critiques au niveau national pour le réseau HTA. Le choix de la période PP1 présente en outre l'avantage de renforcer la cohérence temporelle entre les « signaux-prix » de fourniture, du marché de capacité et du TURPE.

La CRE envisage à terme une activation locale du signal de pointe, à la main du GRD. Un signal de pointe mobile activé à la maille locale permettrait donc d'optimiser la coïncidence entre jours d'activation du signal et pointe dimensionnante locale. C'est pourquoi la CRE a considéré, dans sa délibération du 18 février 2016⁴⁵ que « les travaux menés par les gestionnaires de réseaux pour étudier et expérimenter l'utilisation de flexibilités en HTA doivent être poursuivis et amplifiés. Ces travaux doivent également porter sur les moyens d'activation de ces flexibilités, qui peuvent notamment reposer sur un signal de pointe mobile activé en partie en fonction de circonstances locales. » La CRE examinera les projets d'expérimentations proposés par les GRD, qui, le cas échéant, pourront être mis en œuvre au cours de la période tarifaire TURPE 5.

Grilles tarifaires en HTA

Le TURPE 5 comprend en conséquence deux options à cinq plages temporelles pour la HTA, l'une à pointe fixe, et l'autre à pointe mobile, comprenant chacune deux versions « courte utilisation » et « longue utilisation ». Pour chaque version, les coefficients des options à pointe fixe et à pointe mobile sont identiques pour les deux plages de saison basse et pour la plage d'heures creuses de saison haute, et diffèrent pour ce qui concerne les plages de pointe (fixe ou mobile) et d'heures pleines de saison haute. La pointe mobile, correspondant aux heures PP1 du mécanisme de capacité⁴⁶, comporte dix heures par jour, réparties sur au maximum quinze jours tirés par RTE,

⁴¹ Travaux menés en réalisant le calcul sur une période de 22 jours pour la pointe de consommation nationale

⁴² Du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012

⁴³ Délibération du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

⁴⁴ Soit les heures de forte consommation qui servent à définir les besoins d'investissements dans les réseaux.

⁴⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

⁴⁶ Si le mécanisme de capacité n'était pas mis en œuvre dès l'entrée en vigueur du TURPE, la CRE demandera à RTE de tirer néanmoins des jours PP1, selon les critères prévu par le mécanisme de capacité tel qu'actuellement envisagé

la veille pour le lendemain, en fonction de critères d'équilibre du système électrique. La pointe fixe comporte environ 300 heures, à raison de quatre heures par jour ouvré durant les mois de décembre à février. La coexistence d'un tarif à pointe mobile et d'un tarif à pointe fixe permettra de généraliser les signaux de pointe en HTA, tout en laissant aux utilisateurs la possibilité de choisir le signal de pointe correspondant le mieux à leur activité, et à leur capacité d'adaptation. Pour certains, la prévisibilité offerte par la pointe fixe, avec un nombre assez limité d'heures chaque jour, sera préférable. Pour d'autres, le nombre d'heures réduit de la pointe mobile, réparti sur un nombre de jours plus faible, sera plus adapté.

Par ailleurs, afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement des nouvelles options tarifaires, la CRE propose de mettre en place, comme pour le TURPE 4, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs HTA de changer d'option au cours des quatre mois suivant la date d'entrée en vigueur du TURPE 5, sans qu'ils aient à respecter une période de douze mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

1.4.2.2 Généralisation des tarifs à 4 plages horosaisonniers en BT > 36 kVA

Dans TURPE 4, les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA disposent de deux options tarifaires :

- une option moyenne utilisation à 4 plages temporelles. Ces quatre plages temporelles ne sont distinguées que par les parts énergie, la part puissance restant la même tout au long de l'année ;
- une option longue utilisation à 5 plages temporelles. Ce tarif présente la particularité d'avoir le même coefficient à l'énergie pour la plage de pointe et la plage d'heures pleines d'hiver. Ces deux plages ne sont donc distinguées que par le coût de la puissance, qui est 5% inférieur en heures pleines d'hiver.

Pour le TURPE 5, les plages « heures pleines d'hiver » et « pointe » du tarif longue utilisation sont fusionnées, dans un souci de simplification. Les différences de consommation et de puissance souscrite entre ces deux plages sont très faibles. Ce signal tarifaire a donc une utilité limitée.

En conséquence, la présente délibération prévoit pour la BT > 36 kVA une option tarifaire à quatre plages temporelles, déclinée en deux versions, l'une courte utilisation, l'autre longue. Dans ces deux versions, les quatre plages temporelles se distinguent à la fois par les coefficients à la puissance et ceux à l'énergie.

Par ailleurs, afin de permettre aux utilisateurs d'adapter le choix de leur option tarifaire à la suite de l'entrée en vigueur du TURPE 5, la CRE propose de mettre en place, comme pour le TURPE 4, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs BT > 36 kVA de changer d'option au cours des quatre mois suivant la date d'entrée en vigueur du TURPE 5, sans qu'ils aient à respecter une période de douze mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

1.4.2.3 Suppression des plages de puissance en BT ≤ 36 kVA

Dans le TURPE 4, les tarifs BT ≤ 36 kVA étaient découpés en plages de puissance (3-9 kVA, 12-18 kVA, 18-36 kVA) dont les coefficients à la puissance et à l'énergie étaient différents, y compris au sein d'une même option tarifaire. Cette différenciation pourrait conduire à des situations paradoxales, où certains consommateurs pourraient voir leur facture diminuer, à consommation égale, en augmentant leur puissance souscrite. Dans un souci de simplification des grilles, et en cohérence avec l'uniformisation de la composante de comptage (cf. 1.4.3.2.) la présente délibération supprime ces plages de puissance. Les coefficients unitaires à la puissance et à l'énergie d'une même option tarifaire ne varient donc pas selon la puissance souscrite.

1.4.2.4 Introduction de tarifs à 4 plages horo-saisonniers en BT ≤ 36 kVA

Dans le TURPE 4, les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA ont le choix entre trois options : une option sans différenciation temporelle « courte utilisation », une option à différenciation temporelle (heures pleines et heures creuses) « moyenne utilisation » et une option base « longue utilisation ».

Le déploiement des compteurs évolués, qui devraient équiper 20 % des utilisateurs en BT ≤ 36 kVA à la fin 2017 et 40 % à la fin 2018, constitue une opportunité pour faire évoluer la structure du TURPE dans le sens d'un meilleur reflet des coûts de réseau associés aux périodes de pointe. La possibilité d'un tarif différenciant saison haute et saison basse est un des avantages de Linky par rapport aux compteurs actuels, puisque la différence de coûts de réseau entre saison haute et saison basse est plus importante que la différence entre heures pleines et heures creuses. En outre, la différence entre les heures pleines et les heures creuses est plus importante en saison haute qu'en saison basse, ce qui peut être reflété dans un tarif à quatre plages temporelles. C'est la raison pour laquelle la CRE a décidé d'introduire une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 5. Cette option tarifaire à quatre plages temporelles sera déclinée en deux versions, l'une courte utilisation et l'autre moyenne utilisation. Des options tarifaires de même forme que celles proposées en TURPE 4 seront également proposées (courte utilisation sans différenciation temporelle, moyenne utilisation à deux plages temporelles, longue utilisation sans différenciation temporelle).

Compte tenu de la cohabitation entre options tarifaires saisonnalisées et options sans différenciation saisonnière, les options à quatre plages temporelles seront choisies uniquement par les utilisateurs moins présents en saison haute (en général, l'hiver) que la moyenne des utilisateurs. En souscrivant un tarif à quatre plages temporelles,

ces utilisateurs verront donc leur facture TURPE baisser. Les utilisateurs pour lesquels une option à quatre plages temporelles ne serait pas intéressante pourront conserver leur option tarifaire actuelle.

Pour éviter de conduire à un manque à gagner pour les GRD, l'introduction de cette possibilité pour les utilisateurs de choisir un tarif correspondant mieux à leur consommation nécessite la mise en œuvre d'un recalage. Ce dernier permet que les recettes tarifaires pour la BT ≤ 36 kVA restent égales aux coûts de ce domaine de tension. Le recalage nécessaire croît au fur et à mesure du déploiement des compteurs évolués, qui permet à un nombre croissant d'utilisateurs de choisir un tarif à quatre plages temporelles. Ce recalage progressif à la hausse des tarifs du domaine de tension BT ≤ 36 kVA est de +1,16 % / an au 1^{er} août 2018, 2019 et 2020⁴⁷.

La cohabitation d'options tarifaires saisonnalisées et d'options sans différenciation saisonnière pourrait en outre entraîner certains effets d'aubaine, pour des utilisateurs qui souscriraient le tarif sans différenciation saisonnière en saison haute et le tarif à quatre plages temporelles en saison basse. Pour empêcher le développement de ces pratiques, la CRE reconduit la règle énoncée au chapitre 7.1 des règles tarifaires du TURPE 4 HTA-BT, selon laquelle une formule tarifaire d'acheminement est souscrite pour 12 mois consécutifs. Cette règle s'applique même en cas de changement de fournisseur durant la période de 12 mois.

Afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement du tarif à quatre plages temporelles, la CRE met en place, comme pour le TURPE 4, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs BT de changer d'option à l'entrée en vigueur du TURPE 5. Par ailleurs, une autre mesure transitoire est également mise en œuvre au cours des six mois suivant la date à laquelle un compteur évolué, récemment posé, est devenu communicant⁴⁸ : l'utilisateur peut changer une fois d'option au cours de cette période⁴⁹.

La CRE pourra faire évoluer ces différentes règles au cours de la période tarifaire TURPE 5 si elle constatait qu'elles étaient détournées de leur finalité au profit de la recherche d'éventuels effets d'aubaine.

1.4.2.5 Synthèse des évolutions annuelles en structure en BT ≤ 36 kVA

En BT ≤ 36 kVA, trois évolutions de la structure des grilles tarifaires seront mises en œuvre progressivement, à l'occasion des évolutions annuelles en niveau du tarif TURPE 5 au 1^{er} août 2018, 2019 et 2020 :

- la meilleure prise en compte du dimensionnement des réseaux basse tension, qui inclut une marge de sécurité, et se traduira par une augmentation relative de la part puissance dans les tarifs BT ≤ 36 kVA (cf. paragraphe 1.4.1.4, coûts horaires d'infrastructure) ;
- la prise en compte en BT ≤ 36 kVA de la nouvelle répartition des coûts entre domaines de tension, du fait notamment de l'utilisation de données prenant en compte un aléa climatique, qui conduira à une hausse de + 0,35 % par an (cf. paragraphe 1.4.1.5) ;
- le recalage annuel à hauteur de +1,16 % par an nécessaire pour éviter un manque à gagner pour les GRD alors qu'un nombre croissant d'utilisateurs pourront choisir des tarifs à quatre plage temporelles au fur et à mesure du déploiement des compteurs évolués (cf. paragraphe précédent).

Ces trois évolutions seront mises en œuvre à travers une augmentation des coefficients à la puissance de l'ensemble des grilles BT ≤ 36 kVA qui évolueront de +0,44 €/kVA par an au 1^{er} août 2018, 2019 et 2020, à l'exception du tarif longue utilisation sans différenciation temporelle⁵⁰, dont l'ensemble des coefficients de la composante de soutirage augmenteront de + 0,35 % / an à ces mêmes échéances.

1.4.2.6 L'introduction d'un tarif à pointe mobile en BT sur la base d'un signal local ou national est prématurée

La CRE a examiné de manière approfondie la question de la pertinence et de la faisabilité d'un tarif à pointe mobile en basse tension, sur la base d'un signal local ou d'un signal national.

Il convient tout d'abord de rappeler que plus le domaine de tension considéré est bas, plus les pics de consommation pertinents pour dimensionner les réseaux sont locaux. Or, la mise en œuvre d'un signal local, par Enedis ou les autres gestionnaires de réseaux de distribution, n'est pas envisageable à l'horizon du TURPE 5. Son activation nécessiterait en effet que les gestionnaires de réseaux puissent anticiper les jours de forte sollicitation à l'échelle locale la veille pour le lendemain. Une telle anticipation nécessite que les dispositifs de comptage

⁴⁷ Ce recalage n'est pas appliqué pour le tarif longue utilisation sans différenciation temporelle, pour lequel, comme exposé supra, il n'est pas envisageable d'introduire une différenciation temporelle au cours de la période TURPE 5.

⁴⁸ Ou, lorsque cette date est antérieure à l'entrée en vigueur du TURPE, dans les six mois à compter de son entrée en vigueur.

⁴⁹ Sauf s'il a déjà choisi une option à quatre plages temporelles dès l'entrée en vigueur du TURPE 5. Cette exception permet d'éviter un effet d'aubaine.

⁵⁰ Cette option tarifaire n'est en effet concernée que par une seule des trois évolutions mentionnées : la nouvelle répartition des coûts par domaine de tension lui est bien applicable. En revanche, sa part puissance n'est pas déterminée par l'application de la même méthode que pour les autres tarifs ; le recalage annuel n'est pas appliqué pour ce tarif pour lequel il n'est pas envisageable d'introduire une différenciation temporelle au cours de la période TURPE 5.

évolués aient été déjà largement déployés, afin de disposer de données de consommation journalières à une maille géographique suffisamment fine.

Enedis indique par ailleurs que, si les baisses de consommation permises par un TURPE à pointe mobile en basse tension (sur la base d'un signal national) présenteraient des avantages faibles mais non nuls pour les domaines de tension supérieurs, un tel dispositif ne constituerait pas une réponse appropriée en basse tension, compte tenu notamment des coûts que pourrait induire la resynchronisation des consommations immédiatement après la fin de la période de pointe mobile.

Ces risques de resynchronisation et de reports immédiatement après la fin d'une période de pointe mobile PP1 sont d'autant plus problématiques pour les réseaux en basse tension que leur dimensionnement⁵¹ est déterminé par la pointe attendue dans la situation considérée comme la plus critique, quelle que soit la consommation prévue dans toute autre situation dans l'année.

Pour une poche de réseau basse tension donnée⁵² (il en existe 700 000 environ), un signal de TURPE à pointe mobile tiré en fonction de critères nationaux pourrait être utile dès lors qu'il conduirait à diminuer les soutirages pendant l'heure critique, initiale, pour cette poche. Il permettrait alors de diminuer à long terme les coûts de réseaux. Toutefois, si l'importance de la resynchronisation et du report conduisait à ce que les soutirages immédiatement après la fin de la période mobile soient supérieurs à ceux de l'heure critique initiale, le dimensionnement de cette poche de réseau pourrait alors s'avérer insuffisant. Le signal TURPE à pointe mobile conduirait alors à déclencher des renforcements de réseau pour cette poche.

Par ailleurs, pour une poche de réseau basse tension donnée, si l'heure critique ne fait pas partie des heures d'activation du signal de pointe nationale, ce signal ne présentera aucun avantage pour cette poche de réseau. C'est notamment le cas lorsque la situation la plus critique pour une poche de réseau de distribution se situe le week-end ou en semaine après 20h. En revanche, le risque de resynchronisation et de report est le même que celui évoqué précédemment.

Les éléments disponibles ne permettent pas d'évaluer l'ampleur de ces phénomènes. Pour les quantifier, il faudrait identifier les poches pour lesquelles les effets synchronisation et report conduisent à aggraver la situation la plus critique et donc à déclencher des investissements. On peut penser qu'il en est ainsi notamment pour des poches de réseau essentiellement résidentielles, où la consommation est plus élevée en semaine après 20h ou le week-end que pendant les plages de consommation de pointe au niveau national. Une resynchronisation ou un report, même d'ampleur limitée, des charges en soirée ou le week-end augmenterait la pointe locale et pourrait donc conduire à un besoin de renforcement.

Ainsi, les études réalisées et les expérimentations menées à ce jour ne permettent pas de s'assurer que les gains espérés de l'introduction d'un TURPE à pointe à mobile (sur la base d'un signal national) en basse tension soient supérieurs aux coûts que pourraient générer le report et la resynchronisation. En particulier, les inconvénients à court terme au niveau des réseaux basse tension pourraient s'avérer supérieurs aux avantages à long terme pour les réseaux amont.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la CRE considère que l'introduction dès le TURPE 5 d'une option à pointe mobile sur les réseaux basse tension est prématurée.

La CRE poursuivra ses études sur cette question et plus largement sur celle de la valorisation et de la mobilisation des flexibilités pour répondre aux besoins liés à l'exploitation et au développement des réseaux. Elle considère par ailleurs que les travaux menés notamment par les gestionnaires de réseaux pour étudier et expérimenter l'utilisation de flexibilités en basse tension doivent être poursuivis et amplifiés. Ces travaux doivent également porter sur les moyens d'activation de ces flexibilités, qui peuvent notamment reposer sur un signal de pointe mobile au niveau local.

1.4.2.7 Détermination des heures pleines, heures creuses, saison haute et saison basse

La CRE a proposé dans ses consultations publiques de juillet 2015 et mai 2016 de ne plus définir dans les règles tarifaires les périodes pendant lesquelles les heures creuses de la BT \leq 36 kVA peuvent être placées⁵³, mais de laisser les GRD les définir librement en fonction des contraintes du réseau. Cet assouplissement leur permettra de mieux s'adapter aux évolutions du système électrique, et notamment au développement de la production renouvelable décentralisée.

De même, la CRE a proposé d'assouplir les règles concernant la fixation de la « saison haute ». Actuellement, cette saison haute correspond, pour tous les niveaux de tension concernés aux mois de novembre à mars. Elle est par

⁵¹ Le raisonnement ci-après repose sur une description simplifiée des règles de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. En pratique, la situation la plus critique est estimée à partir de modèles de profilage probabilisés, qui tiennent notamment compte du foisonnement statistique des charges individuelles en fonction du nombre d'utilisateurs présents dans la poche de réseau.

⁵² Soit l'ensemble des clients raccordés à un même poste de transformation HTA/BT

⁵³ Le TURPE 4 prévoit que les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

conséquent appelée « hiver » dans les différentes règles y faisant référence. Toutefois, dans certaines régions, le pic d'utilisation peut avoir lieu en dehors de ces mois. C'est par exemple le cas de stations balnéaires, dont beaucoup atteignent leur pic d'utilisation en été.

Les avis des parties prenantes à la consultation publique sont partagés. Si certains craignent que cet assouplissement n'amène de la complexité, d'autres y sont favorables, pour permettre une meilleure adaptation des tarifs aux spécificités locales.

Afin de permettre au tarif de tenir compte de ces spécificités locales, le TURPE 5 ne définit plus de période limitée pendant laquelle les heures creuses peuvent être placées, et définit la saison haute comme une période comprenant les mois de décembre à février, et 61 jours à répartir durant le reste de l'année de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne puisse comprendre plus de 3 périodes disjointes.

Cet assouplissement s'applique à l'ensemble des niveaux de tension.

A l'entrée en vigueur du TURPE 5, le régime d'heures creuses applicables restera inchangé et la période retenue comme saison haute sera celle des mois de novembre à mars. Chaque GRD pourra faire évoluer les régimes d'heures creuses et la période retenue pour la saison haute au cours de la période tarifaire. Afin de garantir la lisibilité du dispositif, toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

1.4.3 Autres composantes et règles tarifaires

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE reconduit en grande partie les règles tarifaires définies par le TURPE 4 HTA-BT. Elle introduit cependant certaines évolutions, présentées ci-après.

1.4.3.1 Composante d'injection

La CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place des signaux de localisation de la composante d'injection pour les réseaux du domaine de tension HTB. A ce titre, elle a mandaté un consultant externe pour la réalisation d'une étude sur le partage des coûts entre producteurs et consommateurs et sur la pertinence d'un signal de localisation pour les installations de production raccordées à un réseau du domaine de tension HTB. La CRE avait alors exprimé sa position préliminaire, selon laquelle une tarification régionale en France n'apporterait aucune amélioration significative dans la localisation des sites de production, tout en introduisant un degré supérieur de complexité dans la formation du prix de marché en France. Par ailleurs, la mise en œuvre d'un tel signal poserait, pour les installations de production d'énergie renouvelable, la question de l'articulation de ce signal de localisation avec celui déjà donné par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). La péréquation nationale de la composante d'injection est ainsi maintenue dans le TURPE 5 HTB.

Par ailleurs, si l'on considère en particulier la distribution, l'étude réalisée a montré que les tarifs d'injection sont très divers en Europe. Ils peuvent répercuter le tarif d'injection du réseau de transport (Suède, Irlande, Norvège, Roumanie) et/ou comporter un terme propre à la distribution (Grande-Bretagne, Irlande, Norvège, Belgique). Le terme propre à la distribution peut être soit positif (les producteurs paient le tarif au gestionnaire de réseau), soit, comme en Grande-Bretagne, négatif (le gestionnaire de réseau paie le tarif aux producteurs). En France, les schémas S3REnR donnent déjà un signal de localisation pour les installations de production d'énergie renouvelable.

Dans ce contexte, la CRE considère qu'il n'y a pas lieu d'introduire dans le TURPE HTA-BT de tarif d'injection pour les utilisateurs raccordés sur les réseaux publics de distribution.

1.4.3.2 Composante de gestion

Le tarif TURPE 4 HTA-BT comprend une composante annuelle de gestion du contrat d'accès au réseau, couvrant les coûts de la gestion clientèle des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Le montant de cette composante dépend des conditions de contractualisation entre le GRD et l'utilisateur : en effet, l'utilisateur peut conclure un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) directement avec le GRD, ou conclure un contrat avec son fournisseur incluant l'accès au réseau (il s'agit alors d'un « contrat unique », impliquant également le GRD, dans une relation contractuelle tripartite).

Mise à jour du niveau de la composante de gestion

Le niveau de la composante de gestion, pour chaque domaine de tension de raccordement et catégorie de puissance souscrite, est réévalué à partir des coûts de gestion prévisionnels sur la période 2017-2020, en fonction du mode contractualisation entre le GRD et l'utilisateur.

Composante de gestion pour les utilisateurs en contrat unique

Dans le cas où l'utilisateur souscrit un contrat unique incluant la fourniture et l'accès au réseau, les coûts liés à la gestion de la relation contractuelle pour l'accès au réseau sont supportés par le fournisseur, et la composante de gestion du TURPE 4 HTA-BT est alors réduite par rapport à la composante de gestion facturée à un utilisateur dont la gestion de la relation contractuelle est assurée directement par le GRD (contrat CARD).

Le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) a par ailleurs précisé la nature de la relation contractuelle liant l'utilisateur, le GRD et le fournisseur, et indiqué⁵⁴ que « le schéma contractuel doit s'analyser, comme c'est le cas pour le contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, en un ensemble de liens contractuels par lesquels, en particulier, le client habilite le fournisseur à le représenter auprès du gestionnaire de réseaux et le gestionnaire de réseaux habilite le fournisseur à le représenter auprès du client final. A ce titre, le rôle du fournisseur, quel que soit le régime juridique retenu par les parties, est celui d'un intermédiaire dûment missionné à cet effet par le client final et le gestionnaire de réseaux ».

Dès lors, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des GRD peut faire l'objet d'une rémunération par les GRD, prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD. La CRE a mandaté un consultant externe pour déterminer les paramètres d'un encadrement par la CRE du montant de cette rémunération. La CRE organisera une consultation publique en fin d'année 2016. Les modalités de cette rémunération feront l'objet d'une décision ultérieure de la CRE.

Les niveaux de la composante de gestion pour les utilisateurs en contrat unique augmentent pour prendre en compte le montant moyen de la rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs, afin d'assurer une plus grande cohérence entre le cadre contractuel liant l'utilisateur, le GRD et le fournisseur, et la structure du TURPE. Sous réserve que le fournisseur répercute dans le niveau de ses offres la rémunération qu'il reçoit du GRD, cette évolution sera neutre en moyenne pour l'utilisateur.

Composante de gestion pour les utilisateurs contractualisant directement l'accès au réseau avec le GRD

Pour les consommateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, le niveau de la composante de gestion dans le cas d'une contractualisation directe avec le GRD est établi sur la base des coûts de gestion des clients en contrat unique⁵⁵, auxquels sont ajoutés les surcoûts liés à la gestion par le GRD de la relation contractuelle.

Ces surcoûts correspondent aux coûts supplémentaires qui seraient encourus par le GRD s'il devait assurer lui-même la gestion de la relation contractuelle pour l'accès au réseau des utilisateurs en contrat unique. La CRE a mandaté un consultant externe pour évaluer les coûts correspondants. Ces travaux feront l'objet d'une consultation publique en fin d'année 2016. Le montant des surcoûts pris en compte dans la composante de gestion pour les utilisateurs contractualisant directement l'accès au réseau avec le GRD sera déterminé dans le cadre d'une décision ultérieure de la CRE.

Composante de gestion pour les autoproducteurs

L'article L. 315-3 du code de l'énergie, introduit par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, dispose que « La Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts. ».

Dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, un autoproducteur qui injecte une partie de sa production sur le réseau de distribution, et soutire une partie de sa consommation du réseau, paie deux composantes de gestion, une en tant que consommateur, et l'autre en tant que producteur.

Ce paiement d'une double composante de gestion n'est pas justifié. En effet, si les coûts de gestion d'un autoproducteur sont plus élevés que ceux d'un consommateur ou d'un producteur simple, ils ne sont pas deux fois plus élevés.

La présente délibération prévoit donc que les autoproducteurs paient une seule composante de gestion spécifique, d'un montant est égal à la somme, d'une part, de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par l'utilisateur et, d'autre part, de la moitié de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par le fournisseur.

Par ailleurs, la CRE engagera dans les prochains mois une large concertation pour améliorer la prise en compte de l'autoconsommation par le tarif.

1.4.3.3 Composante de comptage

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de facturation, les coûts liés au processus de reconstitution des flux, ainsi que, le cas échéant, les coûts de mise à disposition et d'entretien des dispositifs de comptage.

⁵⁴ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 7 avril 2008 sur les différends qui opposent respectivement les sociétés Direct Energie, Gaz de France, Electrabel France et Poweo, à la société Electricité Réseau Distribution France (ERDF), relatifs à la signature d'un contrat GRD-F.

⁵⁵ Ces coûts de gestion correspondent ainsi au niveau de la composante de gestion pour les utilisateurs en contrat unique, déduction faite du montant moyen de la rémunération des fournisseurs par le GRD.

Dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, le montant de la composante de comptage dépend du régime de propriété du dispositif de comptage, du niveau de tension et de la puissance souscrite.

En particulier, en BT ≤ 36 kVA, lorsque le dispositif de comptage n'est pas la propriété de l'utilisateur, la composante de comptage était d'un montant différent selon que le niveau de puissance souscrite était inférieur ou supérieur à 18 kVA. Il apparaît que cette différence n'est plus justifiée au regard de l'analyse des coûts.

Aussi, et dans un souci de simplification des grilles tarifaires, la présente délibération introduit un tarif unique pour la composante de comptage des utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA dont le dispositif de comptage n'est pas la propriété de l'utilisateur.

1.4.3.4 Evolution des règles de dépassement de puissance

Le TURPE 4 HTA-BT prévoit, pour chaque domaine de tension, plusieurs formules de facturation des dépassements de puissance, en fonction du modèle de compteur. En effet, tous les compteurs ne permettant pas de relever les mêmes données.

Pour le TURPE 5 HTA-BT, la généralisation des compteurs évolués sur tous les domaines de tension concernés permet de simplifier la tarification des dépassements, en ne retenant qu'une formule par domaine de tension.

En HTA, les dépassements seront facturés selon une formule quadratique, qui présente l'avantage d'envoyer un signal à la fois quant à l'ampleur et à la durée du dépassement.

En BT > 36 kVA, les dépassements seront tarifés en fonction de la durée de dépassement. Une telle formule ne permet pas de prendre en compte l'ampleur du dépassement, mais elle est plus simple et compréhensible pour les utilisateurs de ce niveau de tension. Il s'agit en outre de la formule actuellement utilisée dans la majorité des cas pour ce niveau de tension.

La tarification des dépassements uniquement en fonction de la durée peut toutefois entraîner des factures très élevées pour un utilisateur dépassant très peu, mais sur une très longue période, du fait par exemple d'un mauvais ajustement de sa puissance souscrite.

Pour éviter ces cas extrêmes, un plafonnement s'appliquera aux utilisateurs dont la facture de dépassements représente à la fois plus de 30 % de leur facture TURPE mensuelle et plus de 25 fois le tarif de la puissance supplémentaire qu'il aurait été nécessaire de souscrire pour éviter tout dépassement. Ceux-ci peuvent demander à ce que la facturation de leurs dépassements soit plafonnée à la plus élevée des deux limites précitées.

Un tel plafond protégera les utilisateurs contre des facturations excessives, tout en maintenant dans le cas général une incitation forte à souscrire une puissance correspondant aux besoins des utilisateurs, ce qui est nécessaire à une gestion efficace du réseau.

1.4.3.5 Evolution des règles de souscription de puissance

Le TURPE 4 HTA-BT prévoit la possibilité d'une souscription par pas de 1 kVA en BT comme en HTA, sous réserve de possibilité technique. Dans la pratique, toutefois, la majorité des utilisateurs non équipés de compteurs évolués n'avaient pas cette possibilité.

La période TURPE 5 verra le déploiement des compteurs évolués se généraliser rendant cette possibilité effective pour tous les utilisateurs équipés de Linky.

1.4.3.6 Regroupement de points de livraison en basse tension

Enedis a proposé à la CRE d'étudier la possibilité de regrouper des points de livraison (PDL) en basse tension, afin de répondre notamment aux besoins de modularité dans les bâtiments tertiaires neufs destinés à plusieurs occupants. En effet, dans la mesure où les surfaces occupées par une même entreprise au sein d'un immeuble tertiaire évoluent dans le temps, le regroupement permettrait de définir un périmètre cohérent avec la surface utilisée par une même entreprise, en rassemblant plus ou moins de points de livraison physiques, et de disposer d'un seul contrat d'accès au réseau, agrégeant toutes les consommations.

La CRE a présenté cette proposition dans le cadre de la consultation publique de mai 2016, en considérant qu'elle pouvait répondre au besoin de certains acteurs, mais que sa mise en œuvre ne serait possible qu'une fois certaines difficultés levées.

En effet, proposer sans condition un regroupement BT pourrait être contraire au principe de la péréquation tarifaire, dans les cas où cette possibilité de regroupement sous forme d'un unique PDL fictif serait utilisée pour desservir des points de livraison sur des sites distincts voire des utilisateurs différents, représentés par une même entité (syndicat de copropriété, association de riverains par exemple). Afin de limiter ce phénomène, Enedis avait envisagé de ne proposer le regroupement qu'aux PDL ayant une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA. L'analyse de la CRE montre néanmoins que cette limitation réduirait l'intérêt du regroupement. En effet, alors même que des lots de petite taille sont censés permettre une meilleure modularité,

cette limitation ne permettrait plus que le regroupement de lots de grande taille, ayant chacun une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA.

Par ailleurs, le regroupement de PDL dans la configuration actuellement envisagée apporte une réponse incomplète aux besoins des immeubles tertiaires. En particulier, il n'offre pas, de réponse pour les immeubles ayant des panneaux solaires en toiture, dont les promoteurs souhaitent privilégier un mode d'exploitation plus intégré que celui permis actuellement lorsqu'ils sont raccordés directement au réseau public.

Plusieurs parties prenantes ont déclaré en réponse à la consultation publique être défavorables à la mise en œuvre d'un tel regroupement en basse tension. En particulier, les sociétés foncières et immobilières ayant répondu considèrent que le dispositif ne répond pas à leurs attentes.

En conséquence de l'ensemble de ces éléments, la CRE considère qu'il est nécessaire de continuer à travailler sur ces schémas de regroupement et de production partagée, pour s'assurer qu'ils répondent bien aux besoins identifiés et ne présentent pas de risque pour la péréquation tarifaire. Dans ce contexte, la CRE pourrait envisager, si un GRD en fait la demande, le lancement au cours de la période TURPE 5 d'une expérimentation dont une délibération ultérieure permettrait alors de préciser le cadrage et les modalités. Une mise en œuvre généralisée au milieu de la période tarifaire pourrait également être envisagée, en fonction des travaux complémentaires menés par les GRD au cours des deux prochaines années et des résultats d'éventuelles expérimentations.

1.4.3.7 Suppression de la composante des dépassements ponctuels programmés

Actuellement, un utilisateur alimenté en HTA et équipé d'un compteur à courbe de charge peut demander l'application d'un tarif spécifique pour des dépassements ponctuels programmés et notifiés préalablement au GRD, pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre, sous réserve d'une justification de travaux. Lorsque ce tarif est mis en œuvre, il se substitue, pour la période considérée et pour la seule énergie consommée à l'occasion de ces dépassements, à la tarification des dépassements de puissance.

Au vu de la très faible utilisation de la composante des dépassements ponctuels programmés en HTA, la présente délibération supprime cette composante pour le domaine de tension HTA.

1.4.4 Effets de l'évolution de la structure des grilles sur le TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2017

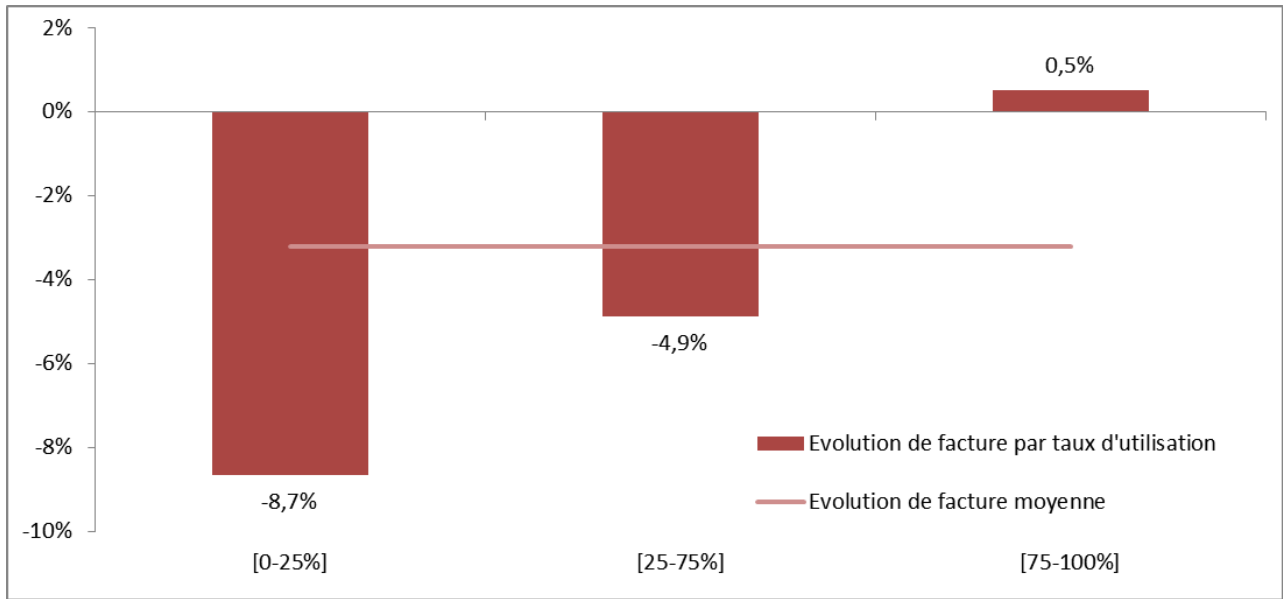
Les évolutions de factures TURPE présentées ci-après tiennent compte des évolutions en structure détaillées au paragraphe 1.4.2, mais pas de l'évolution moyenne du TURPE HTA-BT présentée au paragraphe 2.3. A ces évolutions en structure s'ajoutera ainsi l'évolution moyenne de la grille tarifaire de +2,71 % au 1^{er} août 2017.

1.4.4.1 Effets de l'évolution de la structure des grilles pour les factures des utilisateurs en HTA

Du fait du phénomène de transfert des coûts de la HTA vers la BT ≤ 36 kVA (cf. paragraphe 1.4.1.5), les évolutions de la structure des grilles conduisent à des évolutions de facture en HTA orientées à la baisse. La baisse moyenne due à l'évolution de la structure des grilles sera de 3,2% au 1^{er} août 2017, à laquelle s'ajoutera l'évolution en niveau.

En HTA, la différenciation temporelle des coefficients à l'énergie s'accroît par rapport au TURPE 4. Cette augmentation se traduit logiquement par des augmentations de factures pour les utilisateurs les plus présents durant les heures critiques et, à l'inverse, des baisses de factures pour ceux qui le sont moins.

Utilisateurs HTA - Taux d'évolution des factures correspondant au changement de structure des grilles 1^{er} août 2017, hors évolution moyenne en niveau à cette même date, en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les 300 heures les plus chères de l'année.



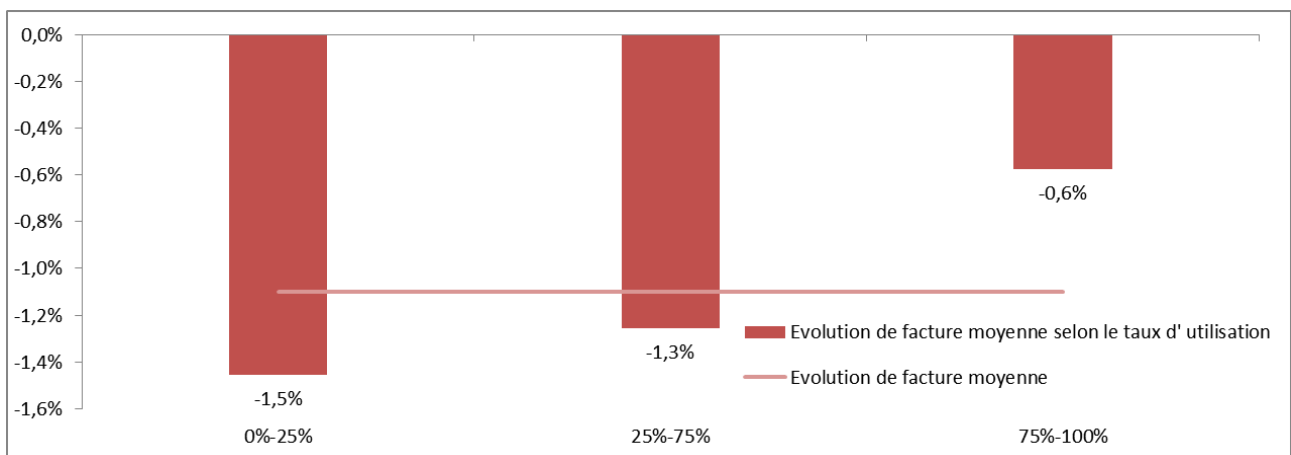
Ainsi, un utilisateur très peu présent durant les 300 heures les plus critiques pour le réseau verrait sa facture TURPE baisser de -8,7 % en moyenne. Un utilisateur qui appellerait plus de 75 % de sa puissance souscrite en moyenne durant ces 300 heures verrait lui sa facture TURPE augmenter de 0,5 % en moyenne.

1.4.4.2 Effets de l'évolution de la structure des grilles pour les factures des utilisateurs en BT > 36 kVA

En BT > 36 kVA, comme en HTA, les augmentations de facture restent limitées, du fait du recalage des coûts, qui aboutira à une baisse moyenne due à l'évolution de la structure des grilles de 1,2 % pour la BT > 36 kVA au 1^{er} août 2017, à laquelle s'ajoutera l'évolution en niveau.

La différenciation temporelle augmente, ce qui entraîne des diminutions de factures moindres pour les utilisateurs très présents durant les heures pleines de saison haute que pour les autres.

Utilisateurs BT > 36 kVA - Taux d'évolution des factures correspondant au changement de structure des grilles au 1^{er} août 2017, hors évolution moyenne en niveau à cette même date, en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les heures pleines de saison haute.



1.4.4.3 Effets de l'évolution de la structure des grilles pour les factures des utilisateurs en BT ≤ 36 kVA

Le recalage des coûts (cf. paragraphe 1.4.1.5) conduit à une hausse moyenne due à l'évolution de la structure des grilles de 1,1 % pour les utilisateurs en BT ≤ 36 kVA au 1^{er} août 2017, à laquelle s'ajoutera l'évolution en niveau.

Les grilles tarifaires offrent la possibilité aux utilisateurs équipés de compteurs évolués de choisir des options à quatre plages temporelles qui permettent l'introduction d'un signal tarifaire différenciant la saison basse et la saison haute. Ces options restant facultatives et s'ajoutant à celles déjà existantes (CU et MU DT), les utilisateurs équipés de Linky souscriront les options à quatre plages temporelles uniquement lorsque cela est avantageux pour eux. En conséquence, l'application des grilles tarifaires conduit, pour les utilisateurs équipés de Linky, à des évolutions de facture plus favorables que pour les utilisateurs non équipés de ces compteurs.

Utilisateurs BT ≤ 36 kVA – Taux d'évolution des factures correspondant au changement de structure des grilles au 1^{er} août 2017, hors évolution moyenne en niveau à cette même date

	Puissance souscrite	Sans compteur évolué	Avec compteur évolué
Résidentiel actuellement en profil base (RES1)	3-6 kVA	+2,7%	-3,2%
Résidentiel actuellement en profil base (RES11)	9-12 kVA	+2,0%	-1,8%
Résidentiel actuellement en profil HP/HC (RES2)	6-9 kVA	+1,7%	-3,0%
	12-18 kVA	+1,9%	-1,3%
Professionnel actuellement en profil base (PRO1)	3-6 kVA	+2,2%	-5,1%
	9-36 kVA	+0,4%	-7,2%
Professionnel actuellement en profil HP/HC (PRO2)	6-9 kVA	+1,5%	-4,8%
	12-36 kVA	+4,3%	-6,0%

Par ailleurs, l'introduction d'un signal à quatre plages temporelles permet de transmettre aux utilisateurs une information sur la différenciation des coûts de réseau entre saison basse et saison haute, qui est plus importante que la différenciation entre heures pleines et heures creuses.

Cette différenciation des coûts se traduit dans les tarifs TURPE 5 par un ratio saison basse/saison haute pour les coefficients à l'énergie compris entre 2,7 et 4,3, selon les options et les plages horaires.

Le ratio heures pleines/heures creuses est de 1,6 pour l'option moyenne utilisation à deux plages temporelles, soit le même ordre de grandeur que dans TURPE 4. Pour les options à quatre plages temporelles, ce ratio est plus élevé lors de la saison haute, pendant laquelle il est compris entre 1,7 et 2,0, alors qu'il est compris entre 1,3 et 1,4 au cours de la saison basse. Ces options à quatre plages temporelles conduisent ainsi, pendant la saison haute, à un ratio heures pleines/heures creuses plus élevé que celui de l'option moyenne utilisation à deux plages temporelles.



2. PARAMETRES DU TURPE 5 HTA-BT ET DE SA TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION

2.1 Revenu autorisé

L'article L.341-2 du code de l'énergie dispose 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.* »

En application de ces dispositions, les charges prévisionnelles d'Enedis ont été déterminées par la CRE à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement du réseau de distribution, tels qu'ils lui ont été communiqués par Enedis dans sa demande tarifaire en mars 2016, mise à jour en juin 2016.

La CRE a analysé en détail l'ensemble des postes de charges présentés par Enedis pour la période 2017-2020 afin que les charges prévisionnelles retenues pour définir le TURPE 5 HTA-BT correspondent à celles d'un opérateur efficace.

L'analyse préliminaire de la CRE concernant les trajectoires prévisionnelles de charges à couvrir a été présentée dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016.

Les parties prenantes ayant répondu à la consultation publique ont des avis partagés. Certains acteurs, dont Enedis et des organisations syndicales, considèrent que les trajectoires de revenu autorisé présentées par la CRE pourraient être de nature à remettre en cause le projet industriel du GRD.

En revanche, plusieurs parties prenantes estiment que les niveaux de charges prévisionnelles envisagés par la CRE dans la consultation publique sont élevés. Un fournisseur, soulignant les gains réalisés et conservés par Enedis sur la période TURPE 4, considère que la CRE devrait prendre en compte ces gains pour établir la trajectoire de charges sur la période TURPE 5 de sorte que les utilisateurs du réseau puissent tirer un bénéfice de la régulation incitative mise en place par la CRE. Ceci se traduirait notamment, selon lui, par le fait de retenir le niveau le plus bas de la fourchette de charges nettes d'exploitation présentée dans la consultation publique.

Plus spécifiquement, certains postes de charges d'exploitation font l'objet de positions contrastées. Il s'agit notamment des dépenses au titre du changement d'identité sociale, de la charge d'impôt supportée en 2015 au titre des conséquences de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 sur la requalification en dotation de capital de certaines provisions comptables, et de la révision rétroactive des coefficients à appliquer par le fonds de péréquation de l'électricité pour les années 2012-2016. Concernant les charges de capital, les différentes parties prenantes ont des avis partagés, tant sur la méthode de calcul que sur le niveau des paramètres financiers.

Les charges prévisionnelles retenues pour le TURPE 5 HTA-BT définissent la trajectoire pour la prochaine période tarifaire correspondant à celle d'un opérateur efficace.

2.1.1 Demande d'Enedis

Les charges dont Enedis demande la couverture se traduiraient par le revenu autorisé prévisionnel suivant :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges liées à l'exploitation du système électrique ⁵⁶	4 526	4 695	4 700	4 669	4 648
<i>dont charge d'accès au réseau public de transport</i>	3 494	3 641	3 657	3 660	3 613
<i>dont autres charges liées à l'exploitation du système électrique</i>	1 032	1 054	1 043	1 009	1 035
Autres charges nettes d'exploitation	4 813	4 863	4 909	4 939	4 881
<i>dont conséquences des décisions de la Commission européenne du 22 juillet 2015 et du Conseil d'Etat du 27 juillet 2015 (cf. §2.1.2.11 et §2.1.2.12)</i>	66	66	66	66	66
<i>dont contributions prévisionnelles d'Enedis au FPE déterminées par la CRE (cf. §3.3.5.9)</i>	152	152	152	152	152
<i>dont autres charges nettes d'exploitation⁵⁷</i>	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Charges de capital	4 445	4 687	4 926	5 147	4 801
Apurement du CRCP du TURPE 4 HTA-BT ⁵⁸	- 21	- 21	- 21	- 21	- 21
Compte régulé de lissage (CRL) Linky (cf. §2.1.5)	- 201	- 275	- 304	- 294	- 269
Revenu autorisé total	13 562	13 949	14 211	14 440	14 040

Concernant les « autres charges nettes d'exploitation », la demande d'Enedis conduirait en 2017 à une hausse par rapport aux dépenses réalisées en 2015 de + 341 M€, dont + 51 M€ relatifs au CICE. Après retraitement du CICE, la hausse de ces charges s'établit à + 290 M€, soit une hausse de + 6,8 %, entre le réalisé 2015 et le prévisionnel 2017. Sur la période 2017-2020, les autres charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 0,9 % par an.

Pour expliquer cette augmentation très significative entre 2015 et 2017, la demande tarifaire d'Enedis fait principalement apparaître :

- des coûts croissants dans les postes de charges de personnel expliqués notamment par l'évolution du niveau des charges de pension supportées par Enedis, en lien avec la hausse des cotisations CNIÉG (Caisse Nationale de retraite des Industries Electriques et Gazières) et la prise en compte d'éléments nouveaux ou non récurrents (réforme des régimes complémentaires AGIRC / ARRCO, évolution des modalités de calcul des engagements relatifs aux avantages en nature énergie, accord entre les groupes EDF et ENGIE relatif à l'alignement des avantages au personnel, réforme du capital décès servi par le régime des industries électriques et gazières) ;
- des coûts associés à des projets à forts enjeux pour l'opérateur, tels que le projet de compteurs évolués Linky, le programme numérique, le programme télécom et la transformation des systèmes d'information.

Concernant les charges de capital, la demande tarifaire d'Enedis s'appuie sur une méthode de calcul des charges

⁵⁶ Cette trajectoire de charges liées à l'exploitation du système électrique prend en compte l'évolution du TURPE 5 HTB décidée par la CRE

⁵⁷ Dont contribution au FPE estimée pour l'application des formules normatives à hauteur de 18 M€ par an, et impact de l'évolution du mécanisme lié aux pénalités pour coupures longues pour un montant de 10 M€ par an (cf. paragraphe 1.3.3.2)

⁵⁸ Cette trajectoire prend en compte la dernière estimation connue du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT.

de capital différente de la méthode définie par la délibération TURPE 4 HTA-BT. Enedis demande par ailleurs la rémunération des immobilisations en cours, qui ne faisaient pas l'objet d'une rémunération dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT (cf. paragraphe 1.2.1.2).

2.1.2 Analyse de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation

2.1.2.1 Charges d'accès au réseau public de transport

La demande d'Enedis concernant les charges d'accès au réseau public de transport pour la période TURPE 5 s'appuie sur des prévisions de nombre de points de livraison, de puissances souscrites et de volumes soutirés sur le réseau public de transport et est présentée sans prendre en compte les évolutions prévisionnelles du TURPE HTB après le 1^{er} août 2016.

La présente délibération retient donc une trajectoire de charges différente, prenant en compte :

- l'évolution prévisionnelle du TURPE 5 HTB sur la période 2017-2020 ;
- des hypothèses d'évolution des volumes de soutirage sur le réseau de transport avec celles prises en compte pour le calcul des évolutions prévisionnelles du TURPE HTB.

Les évolutions prévisionnelles du TURPE 5 HTB prises en compte sont les suivantes :

	2017	2018 à 2020
Evolution au 1 ^{er} août du TURPE 5 HTB	+ 6,76 %	IPC

La trajectoire de charges d'accès au réseau public de transport prise en compte dans le TURPE 5 HTA-BT est la suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges d'accès au réseau public de transport	3 494	3 641	3 657	3 660	3 613

2.1.2.2 Autres charges liées à l'exploitation du système électrique

Les charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au réseau public de transport (RPT), couvrent principalement les charges liées à la compensation des pertes électriques.

En application des dispositions de l'article L.322-9 du code de l'énergie, Enedis négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats permettant la couverture des pertes sur le réseau qu'il exploite, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

La demande d'Enedis concernant les charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au RPT pour la période TURPE 5, est présentée dans le tableau ci-dessous :

En M€ courants	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au RPT	1 179	1 032	1 054	1 043	1 009	1 035
<i>Evolution (%)</i>		- 12,5 %	+ 2,1 %	- 0,9 %	- 3,4 %	
dont charges liées à la compensation des pertes électriques	1 137	965	975	985	949	968
Volume (TWh)	23,5 TWh	24,4 TWh	24,2 TWh	23,8 TWh	23,4 TWh	23,9 TWh
dont impact Linky (TWh)	-	- 0,2 TWh	- 0,6 TWh	- 1,2 TWh	- 1,9 TWh	- 1,0 TWh
dont charges relatives au raccordement des postes sources au réseau de transport	41	67	79	59	60	66

La demande d'Enedis relative aux charges liées à la compensation des pertes se fonde, pour les volumes, sur l'hypothèse d'un taux de pertes stable hors effet Linky, et d'une hausse des injections totales⁵⁹ (+ 0,6 % par an). Cela aboutit à une hausse des volumes de pertes attendus, compensée par la diminution des pertes non techniques permises par le déploiement de Linky.

En ce qui concerne les prix d'achat, les trajectoires estimées prennent en compte les produits déjà achetés par Enedis⁶⁰, et s'appuient sur le prix des produits futurs pour estimer le coût de la part encore à acheter. Cette trajectoire prend notamment en compte le surcoût d'achat des pertes lié au mécanisme de capacité à compter de 2017.

La diminution anticipée des volumes de pertes, associée à la baisse des prix de marché de l'électricité, aboutit à une demande d'Enedis pour le TURPE 5 de 968 M€/an en moyenne, en diminution de 16 % par rapport au niveau moyen réalisé au cours des années 2014 et 2015.

Concernant les prix de l'énergie, la CRE retient les prix constatés par Enedis pour les volumes de pertes qu'il a déjà achetés au 30 juin 2016. Pour les volumes non encore achetés par Enedis au 30 juin 2016, elle prend en compte les prix constatés des produits à terme durant les deux dernières semaines de juin 2016 (33 €/MWh pour les produits annuels). Les mêmes hypothèses ont été retenues pour la compensation des pertes de RTE dans le cadre du TURPE 5 HTB. Par rapport à la demande d'Enedis, cet ajustement conduit à une diminution de 37 M€/an en moyenne sur la période TURPE 5, soit un niveau de 931 M€/an en moyenne, en baisse de 19 % par rapport au niveau moyen réalisé au cours des années 2014 et 2015. En particulier, pour l'année 2017, 70 % des volumes de pertes ont déjà été achetés par Enedis au 30 juin 2016. En conséquence, le prix moyen des pertes pris en compte pour 2017 dans la trajectoire tarifaire est de 39,6 €/MWh.

Par ailleurs, conformément au cadre de régulation des pertes défini au paragraphe 1.3.2, l'écart de charges lié aux évolutions des prix de marché par rapport au prix moyen retenu dans le cadre de la présente délibération tarifaire est intégralement couvert au travers du CRCP. En outre, les charges relatives au raccordement des postes sources au réseau de transport sont intégrées dans le périmètre du CRCP.

Les valeurs prévisionnelles retenues pour les charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au réseau public de transport, sont les suivantes :

⁵⁹ Injections RTE + production décentralisée + injections ELD, sur les réseaux exploités par Enedis

⁶⁰ Soit 70% des volumes pour 2017

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au réseau public de transport	1 032	1 022	982	952	997
<i>dont charges liées à la compensation des pertes</i>	965	944	923	892	931

2.1.2.3 Autres charges nettes d'exploitation

Les autres charges nettes d'exploitation correspondent notamment aux produits d'exploitation, aux autres achats et services, aux charges de personnel et aux impôts et taxes.

Les autres charges nettes d'exploitation réalisées par Enedis sur la période 2014-2015 ont été significativement inférieures aux charges prévisionnelles effectivement couvertes par le TURPE 4 HTA-BT. L'écart cumulé constaté est de - 248 M€⁶¹ en faveur d'Enedis.

La CRE retient le niveau des charges atteint par Enedis au cours de la période tarifaire TURPE 4 HTA-BT comme référence pour ses travaux d'analyse, afin de faire bénéficier les consommateurs des gains de productivité réalisés par Enedis pendant cette période. La CRE s'est ainsi appuyée sur les données constatées de l'exercice 2015 afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur, tout en prenant en compte :

- les facteurs exceptionnels ou non récurrents intervenus au cours de cet exercice ;
- les nouveaux projets et les évolutions connues susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges d'Enedis au cours de la période 2017-2020.

Les autres charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par Enedis pour la période 2017-2020 sont les suivantes :

En M€ courants	2015 réalisé*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Autres charges nettes d'exploitation	4 253	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
<i>Evolution (%)</i>		<i>+ 8,0 %</i>	<i>+ 1,1 %</i>	<i>+ 1,0 %</i>	<i>+ 0,6 %</i>	

* y compris CICE

Pour fixer le niveau des charges nettes d'exploitation prévisionnelles à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT, la CRE a analysé de manière approfondie la demande d'Enedis, en se fondant notamment :

- sur les données issues des comptes d'Enedis pour les années 2014 et 2015 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2016 à 2021 communiquées par Enedis ;
- sur les résultats d'un audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles d'Enedis sur les exercices 2014 à 2021 ;
- sur les résultats d'une étude comparative des niveaux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité dans différents pays européens ;
- sur les réponses à la consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 : dix acteurs (fournisseurs d'énergie, GRD, associations de consommateurs, organisations syndicales, autorités concédantes) se sont prononcés sur le niveau des charges d'exploitation à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT.

2.1.2.4 Principales conclusions

Dans sa consultation publique du 27 juillet 2016, la CRE a présenté ses analyses préliminaires relatives aux charges d'exploitation présentées par Enedis dans son dossier tarifaire initial transmis le 7 mars 2016.

⁶¹ Le détail de ce chiffrage a été présenté dans la consultation publique du 27 juillet 2016, page 8 sur 74.

Les ajustements des trajectoires de l'opérateur recommandés par l'audit externe représentaient, par rapport à la demande d'Enedis, environ 139 M€ par an en moyenne au cours de la période TURPE 5, dont 112 M€ d'ajustements hors efficience et 28 M€ d'ajustements additionnels au titre de l'efficience. L'auditeur avait en outre laissé à l'appréciation de la CRE l'analyse de certains thèmes, dont il estimait qu'ils relevaient essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation.

La CRE a également exposé dans la consultation publique du 27 juillet 2016 les éléments nouveaux inclus dans la demande tarifaire modificative transmise par Enedis le 30 juin 2016.

A la suite de la mise à jour par Enedis de sa demande tarifaire, la CRE a fait appel à l'auditeur externe pour qu'il poursuive sa mission et analyse cette mise à jour. La CRE a en parallèle poursuivi ses propres analyses, notamment sur les thèmes que l'auditeur a laissés à son appréciation.

Ajustements recommandés par l'audit externe

Pour rappel, la trajectoire résultant de la prise en compte des ajustements recommandés par l'auditeur présentée dans la consultation publique du 27 juillet 2016, hors efficience, est la suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Ajustements recommandés par l'auditeur sur la demande initiale d'Enedis et présentés dans la consultation publique du 27 juillet 2016 (hors efficience)	- 114	- 102	- 105	- 125	- 112
<i>Dont ajustements pris en compte par Enedis dans sa mise à jour</i>	+ 8	+ 16	+ 28	+ 36	+ 22
<i>Dont autres ajustements</i>	- 122	- 118	- 133	- 161	- 134
Demande mise à jour d'Enedis	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Trajectoire résultant de la prise en compte des ajustements recommandés par l'auditeur et présentés dans la consultation publique du 27 juillet 2016 (hors efficience)	4 472	4 526	4 558	4 560	4 529

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a révisé ses recommandations d'ajustements, hors efficience, de la façon suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Ajustements finaux recommandés par l'auditeur sur la demande mise à jour d'Enedis (hors efficience)	- 129	- 136	- 154	- 189	- 152
Demande mise à jour d'Enedis	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Trajectoire résultant de la prise en compte des ajustements finaux recommandés par l'auditeur sur la demande mise à jour d'Enedis (hors efficience)	4 465	4 508	4 537	4 532	4 512

Les écarts constatés entre les deux trajectoires ci-dessus s'expliquent par de nouvelles recommandations d'ajustements de l'auditeur sur la trajectoire mise à jour de charges d'exploitation présentée par l'opérateur fin juin 2016 à hauteur d'environ - 17 M€ (principalement sur les postes « tarifs agents » et « charges de pension »).



Au regard des conclusions de l'auditeur, des éléments complémentaires communiqués à la CRE par Enedis⁶² et au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient 107 M€ d'ajustements par an en moyenne (cf. paragraphe 2.1.2.5 où sont exposés le détail de ces éléments et les motifs qui conduisent la CRE à retenir ces ajustements). Elle ne retient pas certains ajustements recommandés par l'auditeur sur les postes « travaux », « informatique et télécom », « tertiaire et prestations », « autres charges » et « charges de pension » qui s'élèvent à environ 45 M€ par an en moyenne.

Les ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE se présentent comme suit :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE	- 99	- 98	- 105	- 126	- 107

Autres ajustements

S'agissant des thèmes dont l'auditeur a considéré qu'ils relevaient essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation, la CRE avait identifié, dans la consultation publique du 27 juillet 2016, un enjeu financier de 33 M€ par an en moyenne.

Toutefois, l'auditeur a intégré dans ses recommandations finales un ajustement sur le poste « tarif agents » en lien avec la correction du niveau du tarif réglementé de vente (TRV) bleu alors que ce point figurait parmi les 33 M€ mentionnés à l'alinéa précédent.

Après avoir finalisé son analyse, la CRE retient un niveau d'ajustement de 14 M€ par an en moyenne, résultant :

- d'un ajustement portant sur certains contrats d'achats de prestations conclus avec EDF (cf. paragraphe 2.1.2.6) ;
- compensé partiellement par une hausse du niveau des charges de personnel visant à harmoniser les hypothèses de salaire national de base (SNB) considérées dans les différents dossiers tarifaires en cours (TURPE 5 HTB, ATRT6⁶³, ATTM5⁶⁴), l'effet global étant neutre sur l'ensemble des tarifs cités.

Analyse de l'efficience proposée par Enedis

Dans son dossier tarifaire, Enedis met en avant un effort de productivité de 1,7 % par an inclus dans la trajectoire prévisionnelle de charges d'exploitation présentée. Le chiffrage de l'effort de productivité présenté par Enedis résulte d'un calcul sur un périmètre de charges « manœuvrables » et « hors projets » identifié par Enedis au sein des charges nettes d'exploitation. Ce chiffrage est exprimé en euros constants 2015 par utilisateur. Ainsi, cette évolution de 1,7 % résulte à hauteur de 0,8 % d'une hausse du nombre d'utilisateurs raccordés au réseau sur la période TURPE 5. Dans la mesure où les charges supportées par Enedis ne sont pas strictement proportionnelles au nombre d'utilisateurs raccordés, il apparaît difficile d'assimiler intégralement ces 0,8 % à un effort de productivité d'Enedis.

Sur la base du dossier tarifaire initial, l'auditeur avait recommandé un objectif supplémentaire d'efficience de 28 M€ en moyenne par an. A l'occasion de la mise à jour de son dossier tarifaire, Enedis a intégré une partie de l'effort de productivité recommandé par l'auditeur dans le poste « immobilier », à hauteur de 9 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2020. La recommandation finale de l'auditeur porte ainsi sur un objectif d'efficience à hauteur de 19 M€ en moyenne par an sur la période TURPE 5, concernant notamment les postes « immobilier » et « informatique et télécoms ».

Les ajustements poste à poste retenus par la CRE se traduisent par une évolution des charges nettes d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, de + 5,4 % entre le réalisé 2015 et le prévisionnel 2017, puis par un taux de croissance annuel moyen de + 0,7 % sur la période 2017-2020, inférieur à l'inflation prévisionnelle.

En réponse à la consultation publique du 27 juillet 2016, deux autorités concédantes, ainsi que certaines organisations syndicales d'Enedis ont souligné les efforts de productivité déjà intégrés par Enedis dans sa trajectoire de charges nettes d'exploitation et ont, à ce titre, invité la CRE à faire preuve de modération dans tout effort d'efficience additionnel qui pourrait être demandé. Les mêmes organisations syndicales considèrent qu'un tel effort pourrait notamment conduire à une baisse importante de la qualité de service.

⁶² Notamment, la réalisation décalée de certains projets prévus au moment de l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT compensée par d'autres projets réalisés non prévus, des explications qualitatives sur les montants non justifiés, des éléments qualitatifs et quantitatifs plus précis sur les taux CNIEG prévus et sur les charges liées à l'avantage en nature énergie

⁶³ Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour GRTgaz et TIGF, dits tarifs « ATRT6 », qui s'appliqueront à compter du 1^{er} avril 2017

⁶⁴ Tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, dits tarifs « ATTM5 », qui s'appliqueront à compter du 1^{er} avril 2017

L'étude comparative des niveaux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité dans différents pays européens a par ailleurs mis en avant le fait que le tarif de distribution d'Enedis se situait dans la moyenne des tarifs de distribution des GRD composant l'échantillon. Il s'agit toutefois d'un classement « brut » ne prenant pas en compte les paramètres externes pouvant expliquer les différences de niveaux de tarifs entre pays (longueur des réseaux, nombre de consommateurs, coût du travail, etc.).

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE ne retient pas d'ajustement additionnel au titre de l'efficacité, par rapport à la demande mise à jour d'Enedis, qui intègre un effort de productivité.

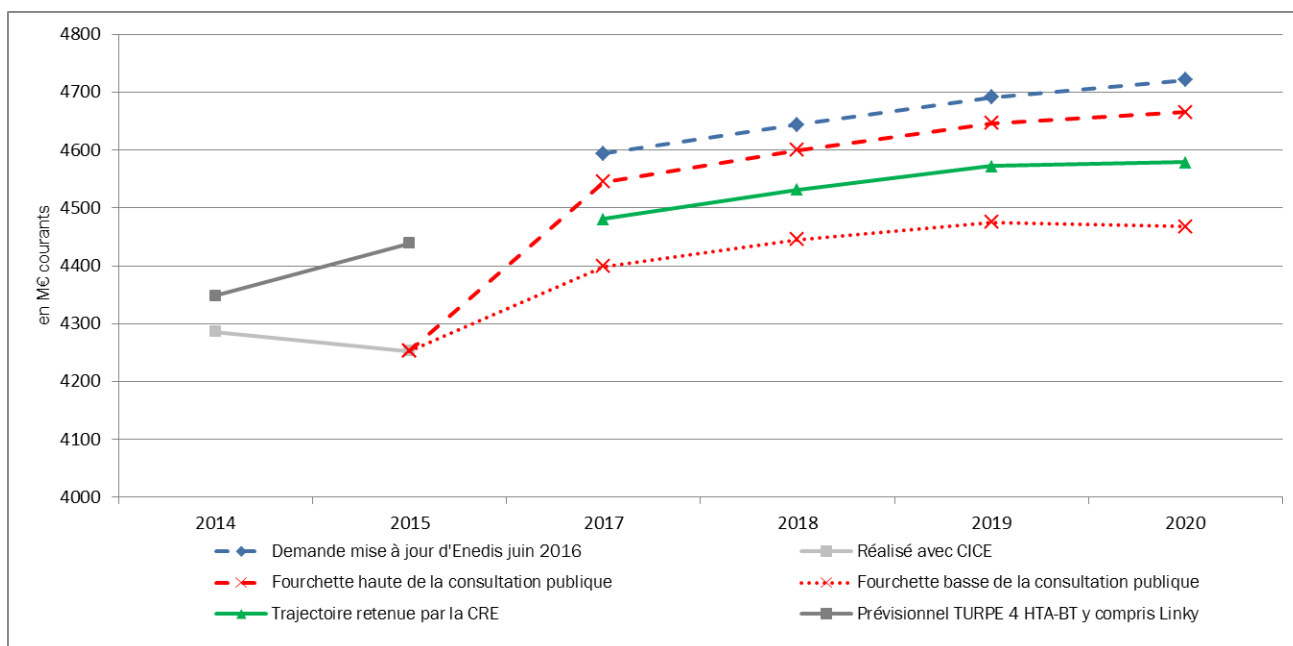
Trajectoire de charges nettes d'exploitation résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 5 HTA-BT

En synthèse, le tableau et le graphique suivants présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation d'Enedis, hors charges liées à l'exploitation du système électrique, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 5 HTA-BT.

En M€ courants	2015 réalisé*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis						
Charges nettes d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique	4 253	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
<i>Ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE</i>		- 99	- 98	- 105	- 126	- 107
<i>Autres ajustements retenus par la CRE</i>		- 14	- 14	- 14	- 14	- 14
Trajectoire résultant des ajustements retenus par la CRE						
Charges nettes d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique	4 253	4 481	4 532	4 572	4 581	4 541
<i>Evolution (%)</i>		+ 5,4 %	+ 1,1 %	+ 0,9 %	+ 0,2 %	+ 0,7 %

* y compris CICE

Charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique, en M€ courants)



Les paragraphes suivants présentent les conclusions détaillées de la CRE sur les principaux postes de charges et produits d'exploitation présentés par Enedis.



2.1.2.5 Analyse des principaux ajustements

Les principaux ajustements retenus par la CRE relèvent de deux catégories :

- des ajustements « poste à poste » ;
- des ajustements communs à plusieurs postes de charges nettes d'exploitation.

Ces ajustements sont présentés successivement dans les paragraphes ci-après.

2.1.2.6 Ajustements poste à poste

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation comprennent principalement les contributions liées aux travaux de raccordement, les prestations réalisées dans le cadre du catalogue de prestations d'Enedis, les refacturations à GRDF, et la production immobilisée main d'œuvre. Ces recettes viennent en diminution des charges à couvrir par le TURPE HTA-BT.

La trajectoire de produits d'exploitation n'a pas donné lieu à des ajustements poste à poste:

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	- 1 686	- 1 776	- 1 781	- 1 801	- 1 817	- 1 794
Ajustement poste à poste		-	-	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE		- 1 776	- 1 781	- 1 801	- 1 817	- 1 794

Autres achats et services (nets de production immobilisée « achats »)

Les autres achats et services, nets de production immobilisée « achats », correspondent principalement aux achats de prestations de services, aux charges liées à l'immobilier tertiaire et industriel, aux dépenses d'informatique et télécoms, aux redevances de concession et aux dépenses liées aux travaux. La trajectoire retenue se présente comme suit :

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	2 290	2 318	2 334	2 379	2 378	2 352
Ajustement poste à poste		- 39	- 34	- 40	- 49	- 41
Trajectoire retenue par la CRE		2 279	2 300	2 339	2 329	2 311

Les principaux ajustements poste à poste pris en compte dans la trajectoire retenue par la CRE sont détaillés ci-dessous.

Contrats d'achats de prestations conclus avec EDF

EDF met à la disposition d'Enedis les compétences de ses services centraux pour assurer certaines prestations et services, notamment dans les domaines des ressources humaines (contrat n° 591), de la finance, du développement durable, du contrôle des risques (contrat n° 592), des affaires générales (contrat n° 593), des systèmes d'information et télécommunication (contrat n° 594) et de la communication interne (contrat n° 595).

Enedis a ainsi intégré dans sa trajectoire de charges nettes d'exploitation les charges correspondant à ces contrats, soit 45 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2020.

L'audit externe réalisé pour le compte de la CRE conclut à la cohérence de la trajectoire prévisionnelle présentée par Enedis avec les montants réalisés sur la période TURPE 4. L'auditeur laisse toutefois le soin à la CRE d'effectuer une revue de ces contrats.

La CRE a effectué une revue détaillée de ces contrats : compte tenu du principe d'indépendance auquel est soumis Enedis (article L.111-61 du code de l'énergie) et d'une identification trop imprécise du contenu ou des coûts

de certaines prestations, la CRE considère que seule une partie des coûts exposés par Enedis au titre des contrats avec EDF susmentionnés doit être couverte par le TURPE 5 HTA-BT.

La CRE décide en conséquence de réduire la trajectoire de charges à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT de 19 M€ par an en moyenne.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Charges associées à certains contrats conclus avec EDF – Demande Enedis	45	45	45	45	45
Ajustement	- 19	- 19	- 19	- 19	- 19
Trajectoire retenue par la CRE	26	26	26	26	26

Montants non justifiés

L'approche adoptée par l'auditeur dans le cadre de l'analyse du niveau des charges nettes d'exploitation d'Enedis a notamment consisté à apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur sur chacun des postes de coûts, au regard du niveau des charges réalisé en 2015.

Dans ce cadre, l'auditeur a considéré qu'Enedis, malgré les échanges contradictoires successifs, n'était pas en mesure d'apporter, sur plusieurs sous-postes des « Autres achats et services », des éléments détaillés et chiffrés permettant d'étayer la réalité des hausses prévues au-delà des explications qualitatives avancées. Il s'agit des sous-postes « Tertiaire et prestations », « Informatique et télécom » et « Autres charges d'exploitation ».

L'assiette de charges associées s'élève à 36 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2020.

Au vu de ces éléments, la CRE constate en effet qu'Enedis n'a pas été en mesure de justifier pleinement la prise en compte par le tarif de ce niveau de charges supplémentaires et qu'il convient, à ce titre, de ne retenir qu'une prise en compte partielle de ces charges. La CRE retient en conséquence un ajustement égal à 50 % de ces charges.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	18	27	40	57	36
Ajustement	- 9	- 14	- 20	- 29	- 18
Trajectoire retenue par la CRE	9	14	20	29	18

Changement d'identité sociale

ERDF a annoncé le 31 mai 2016 son changement d'identité sociale, devenant Enedis. Ce changement de nom nécessite l'adaptation de tous les supports marqués ERDF. Des coûts de création, pilotage et déploiement sont à ce titre prévus par Enedis sur 2016 et 2017 et ont été provisionnés dès 2015.

Enedis a revu sa trajectoire de dépenses relatives à ce projet lors de sa demande mise à jour. Ces dépenses s'élèvent dorénavant à 25 M€, répartis entre 2016 et 2017 pour respectivement 15 M€ et 10 M€. Enedis a demandé la couverture de ces 10 M€ par le TURPE 5 HTA-BT. L'auditeur constate qu'Enedis a provisionné dans ses comptes 42 M€ en 2015 au titre du changement d'identité sociale et qu'elle n'a pas tenu compte de la reprise de cette provision dans sa trajectoire prévisionnelle de charges nettes d'exploitation du TURPE 5 HTA-BT.

En réponse à la consultation publique du 27 juillet 2016, une association de consommateurs et un autre acteur ont émis une opinion défavorable quant à la couverture de ces dépenses par le TURPE 5 HTA-BT.

Le changement d'identité sociale ne donnera pas lieu à des charges nettes d'exploitation dans les comptes 2017 d'Enedis, en raison de la reprise de la provision passée en 2015.

La CRE retient par conséquent un ajustement de - 10 M€ en 2017, correspondant à la reprise de cette provision sur la période TURPE 5.



En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	10	-	-	-	2,5
Ajustement	- 10	-	-	-	- 2,5
Trajectoire retenue par la CRE	0	-	-	-	0

Charges de personnel

Les charges de personnel comprennent principalement les rémunérations, les charges de pension et les charges de sécurité sociale.

Le principal ajustement est lié à la prise en compte du CICE.

Le CICE est un crédit d'impôt sur les sociétés assis sur les rémunérations versées. Selon l'autorité des normes comptables⁶⁵, il n'a pas la nature d'un impôt mais celle d'une réduction de charges sociales.

La CRE constate qu'Enedis est éligible au CICE au titre des années 2014 à 2016.

Dans le cadre de la consultation publique du 27 juillet 2016, deux autorités concédantes se sont prononcées favorablement sur la prise en compte du CICE en réduction des charges à couvrir, alors qu'un administrateur salarié d'Enedis et un autre acteur y sont opposés.

A l'instar de ce qu'elle a décidé pour le tarif ATRD5 de GRDF⁶⁶, la CRE considère qu'il y a lieu de déduire ce produit d'exploitation dans le niveau des charges à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT.

Dans ce cadre, la CRE retient une hypothèse de 51 M€ (soit le niveau réalisé de 2015) de produits d'exploitation par an, sur la période 2017-2020, à déduire des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

La trajectoire de charges de personnel retenue se présente comme suit :

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	2 697	2 921	2 936	2 944	2 968	2 942
Ajustement poste à poste		- 48	- 50	- 50	- 51	- 50
Trajectoire retenue par la CRE		2 873	2 886	2 894	2 917	2 892

Impôts et taxes

Les impôts et taxes incluent principalement la contribution d'Enedis au fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE), la contribution économique territoriale (CET), l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) et les impôts et taxes sur rémunérations.

⁶⁵ Communiqué du 23 mai 2013 publié au Bulletin de la CNCC (Compagnie nationale des commissaires aux comptes) n° 170 de juin 2013

⁶⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF



La trajectoire retenue est la suivante :

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	739	776	790	801	815	796
Ajustement poste à poste		-	-	+ 1	+ 1	+ 1
Trajectoire retenue par la CRE		776	790	802	816	797

Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation comprennent les charges liées à la fourniture d'électricité et de gaz aux agents Enedis à prix préférentiels, la valeur nette comptable des immobilisations démolies, ainsi que d'autres charges diverses.

La trajectoire retenue par la CRE tient compte d'un ajustement moyen annuel sur la période TURPE 5 de 23 M€ :

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Demande mise à jour d'Enedis	332	355	365	370	378	367
Ajustement poste à poste		- 22	- 23	- 23	- 23	- 23
Trajectoire retenue par la CRE		333	342	347	355	344

L'ajustement des dotations nettes aux provisions sur les impayés de la part acheminement est pris en compte dans la trajectoire retenue par la CRE. Il est détaillé ci-dessous.

Impayés de la part acheminement

Pour les utilisateurs des réseaux publics d'électricité ayant conclu avec leur fournisseur un contrat unique incluant à la fois la fourniture d'électricité et l'accès au réseau, le fournisseur collecte pour le compte du GRD le paiement du TURPE, conformément aux stipulations du contrat « GRD-F » qui lie le fournisseur et le GRD.

La décision du CoRDIs du 22 octobre 2010⁶⁷ relative au contrat GRD-F, précise que « le contrat GRD-F ne peut avoir pour objet ou pour effet de faire supporter au seul fournisseur l'intégralité du risque d'impayés » et, ainsi, que « pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes perçues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final ». Dès lors, le contrat GRD-F stipule désormais qu'Enedis rembourse les fournisseurs de la part des impayés qui correspond au TURPE facturé à leurs clients. Cette charge prévisionnelle avait été intégrée aux charges à couvrir prises en compte lors de l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT.

Enedis prévoit, au titre de la période TURPE 5, des dotations nettes aux provisions sur impayés de la part acheminement stables à hauteur de 17 M€ par an, correspondant à la différence entre des montants annuels moyens de dotations brutes de 105 M€ et de reprises de provisions pour avoirs de - 88 M€. Compte tenu du montant significatif des reprises de provisions sans objet sur ce poste en 2014 et 2015, et dans la mesure où Enedis prévoit par ailleurs une stabilité des avoirs pour impayés sur la période TURPE 5, la CRE décide de retenir l'ajustement proposé par l'auditeur externe de - 17 M€ par an, visant à ramener les dotations brutes prévisionnelles au niveau des avoirs prévisionnels.

La CRE note toutefois que les charges liées aux impayés de la part correspondant au TURPE sont difficilement prévisibles avec précision, et qu'Enedis ne dispose pas de leviers d'action pour réduire ces charges. En complément de l'ajustement mentionné ci-dessus, la présente délibération intègre donc ces charges dans le périmètre du CRCP.

⁶⁷ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 22 octobre 2010 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE à la société ELECTRICITE RESEAU DISTRIBUTION FRANCE, relatif au contrat GRD-F



2.1.2.7 Ajustements communs à plusieurs postes de charges nettes d'exploitation

Niveaux prévisionnels d'inflation

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation présentées par Enedis dans sa demande tarifaire ont été établies à partir des prévisions d'inflation de l'opérateur.

L'audit des charges d'exploitation relève que les niveaux d'inflation prévisionnelle pris en compte par Enedis pour la construction de son dossier tarifaire sont sensiblement supérieurs aux prévisions du Fonds Monétaire International (FMI) pour la France sur la période 2017-2020. Il conclut, à ce titre, au caractère surévalué de ces prévisions et, par conséquent, du niveau de charges nettes d'exploitation qui en découle et dont Enedis demande la couverture. Dans ce cadre, l'audit recommande de réviser les prévisions d'inflation retenues par Enedis sur la base du niveau des prévisions du FMI.

Au vu de l'ensemble de ces éléments et en cohérence avec les hypothèses retenues pour les autres tarifs en cours d'élaboration par la CRE lors de la rédaction de la présente délibération, la CRE décide de réviser à la baisse la trajectoire prévisionnelle des charges nettes d'exploitation du TURPE 5 HTA-BT de 12 M€ par an en moyenne.

	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Niveau prévisionnel d'inflation pris en compte par Enedis pour l'élaboration de la trajectoire de charges nettes d'exploitation ⁶⁸	1,40 %	1,60 %	1,70 %	1,70 %	
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N (valeur prévisionnelle de l'IPC) – données FMI ⁶⁹	1,08 %	1,26 %	1,40 %	1,51 %	
Ajustement (en M€ courants)	- 8	- 12	- 15	- 15	- 12

Niveau du TRV bleu

Le tarif réglementé de vente d'électricité entré en vigueur le 1^{er} août 2016 a conduit à une baisse de 0,5 % pour les particuliers. Enedis n'a pas pris en compte cette évolution, ni l'augmentation rétroactive de ces tarifs à la suite de la décision du Conseil d'Etat du 15 juin 2016⁷⁰.

Au regard de ces éléments, l'auditeur recommande des ajustements à hauteur de - 9 M€ par an en moyenne sur les postes « tarif agents » et « dotations pour avantages au personnel ».

La CRE décide de retenir ces ajustements :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Ajustement au titre de la révision du niveau du TRV bleu	- 5	- 11	- 11	- 12	- 9

Prestations croisées avec GRDF

Enedis partage avec GRDF un service commun qui exerce, pour le compte des deux opérateurs, des activités de construction d'ouvrage, d'exploitation et de maintenance des réseaux, d'opérations de comptage et de prestations de service. Il assure la relation de proximité avec les consommateurs et les collectivités locales.

L'exploitation de ce service commun donne lieu à des facturations entre les deux opérateurs, qui relèvent principalement des postes « main d'œuvre », « immobilier » et « véhicules ».

⁶⁸ Ces niveaux s'appuient sur le dernier « Consensus Forecast » du groupe EDF disponible lors de l'élaboration de la demande tarifaire d'Enedis

⁶⁹ Dernières données FMI disponibles pour la France lors de la revue de la demande tarifaire d'Enedis, datant d'avril 2016

⁷⁰ Conseil d'Etat, 15 juin 2016, Association nationale des opérateurs détaillant en énergie (ANODE), n° 383722 et 386078

Le volume de ces activités croisées a vocation à diminuer sensiblement sur la période couverte par le TURPE 5 HTA-BT du fait du démixtage entrepris par les deux sociétés, sous l'impulsion notamment du déploiement des compteurs évolués « Linky » en électricité et « Gazpar » en gaz.

Enedis a intégré dans sa demande tarifaire des trajectoires à la baisse sur ces différents postes. Toutefois, la CRE relève des incohérences entre les trajectoires prévisionnelles présentées par Enedis pour la période couverte par le TURPE 5 HTA-BT et celles prises en compte dans le tarif ATRD5 de GRDF, alors que les charges supportées par un GRD devraient se retrouver intégralement dans les produits perçus par l'autre opérateur, et réciproquement.

Afin de corriger ces incohérences, la CRE réévalue à la hausse la trajectoire prévisionnelle de charges nettes d'exploitation présentée par Enedis de 14 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 5.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017 - 2020
Ajustement du niveau des prestations croisées avec GRDF	+ 10	+ 18	+ 20	+ 9	+ 14

2.1.2.8 Analyse du projet Linky

La comparaison des charges nettes d'exploitation prévisionnelles cumulées (i.e. gains inclus) du projet Linky au titre de la période 2017-2020, transmises par Enedis dans sa demande tarifaire, soit 395 M€, avec celles du plan d'affaires établi en 2014 et utilisé par la CRE pour définir le cadre de régulation du projet⁷¹, soit 386 M€, fait apparaître un écart de + 9 M€.

En M€ courants	2015 Réalisé	2016 Estimé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges nettes d'exploitation – Plan d'affaires Linky, retraité de l'inflation (gains inclus)	64	89	93	125	107	60	96
Charges nettes d'exploitation – Prévisionnel Linky mis à jour par Enedis (gains inclus)	59	111	121	119	99	56	99
<i>dont coûts d'exploitation – hors gains (retraités des produits extratarifaires non identifiés dans le plan d'affaires Linky)</i>	59	109	128	132	132	126	130
<i>dont gains</i>	-	3	- 7	- 13	- 32	- 70	- 31
Ecart	- 5	+ 22	+ 28	- 6	- 8	- 4	+ 2

Cet écart de + 2 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 5 s'explique principalement par des exigences renforcées de l'ANSSI⁷² en matière de cybersécurité.

Entre 2015 et 2017, les charges nettes d'exploitation prévisionnelles sont en hausse de 62 M€. Une partie de cette hausse, à hauteur de 34 M€, était initialement prévue dans le plan d'affaires du projet Linky validé en 2014 (93 M€ prévus en 2017 comparé au réalisé 2015 de 59 M€). Retraité de cet élément, l'augmentation des charges nettes d'exploitation du projet Linky entre 2015 et 2017 s'élève à 28 M€. Les prévisions d'Enedis présentées dans le tableau ci-dessus montrent que ce dépassement est partiellement compensé les années suivantes.

Dans le cadre de la consultation publique du 27 juillet 2016, une autorité concédante s'est déclarée défavorable

⁷¹ 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

⁷² Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information

à la couverture de ces coûts.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, et compte tenu du niveau limité des charges concernées par rapport aux coûts totaux du projet ainsi que du caractère impérieux des exigences renforcées en matière de cybersécurité, la CRE décide de prendre en compte les 2 M€ de coûts supplémentaires annuels dans la trajectoire tarifaire TURPE 5 d'Enedis.

Par ailleurs, en cohérence avec la décision tarifaire ATRD5, la CRE considère que les coûts relatifs au projet Linky liés au décalage de dépenses de la période TURPE 4 vers la période TURPE 5 et déjà couverts par le TURPE 4, ne doivent pas être intégrés dans les trajectoires de coûts du TURPE 5. Ces dépenses, associées au poste « Autres achats et services » dans la demande tarifaire d'Enedis, s'élèvent à 1,5 M€ par an sur la période 2017-2020.

En conséquence, la CRE décide d'ajuster les trajectoires prévisionnelles des charges nettes d'exploitation relatives au projet Linky d'un montant annuel de 1,5 M€ sur la période 2017-2020.

Par ailleurs, tout contrat sur le comptage évolué qui serait conclu entre le groupe EDF⁷³ et d'autres GRD au cours de la période TURPE 5, pourrait générer des recettes pendant cette période. Aucun contrat de ce type n'est envisagé à ce stade par Enedis pour la période TURPE 5.

En réponse à la consultation publique du 27 juillet 2016, un acteur a souligné que les recettes dégagées dans le cadre de tels contrats pourraient notamment s'appuyer sur les compétences développées par Enedis dans le cadre du projet de comptage évolué Linky, dont les coûts seront couverts par le TURPE. A ce titre, il considère logique que ces recettes soient également déduites des charges couvertes par le TURPE.

La CRE demande à Enedis de lui faire part de tout nouveau contrat relatif au comptage évolué qui serait conclu entre le groupe EDF et des tiers pendant cette période.

Dans le cas où les recettes qui en découleraient seraient significatives, la question de leur partage entre les utilisateurs du réseau et Enedis pourrait être posée. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 5, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats, à l'occasion de l'évolution annuelle du tarif ou du calcul du solde du CRCP en fin de période tarifaire.

La trajectoire prise en compte au titre du projet Linky sur la période TURPE 5 est la suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Prévisionnel Linky (gains inclus) - Demande Enedis	121	119	99	56	99
Ajustement	- 1,5	- 1,5	- 1,5	- 1,5	- 1,5
Prévisionnel Linky (gains inclus) - Trajectoire retenue par la CRE	119,5	117,5	97,5	54,5	97,5

2.1.2.9 Autres projets marquants au cours de la période TURPE 5

En complément du projet Linky, Enedis a identifié dans son dossier tarifaire trois projets marquants au cours de la période TURPE 5. Les charges associées à ces projets ont été ventilées par Enedis dans les différents postes de charges nettes d'exploitation et contribuent, à ce titre, à la hausse des charges supportées par l'opérateur entre 2015 et 2017 telle que présentée plus haut.

Les trajectoires prises en compte au cours de la période TURPE 5 pour ces trois projets sont détaillées ci-après :

⁷³ Un contrat a par exemple été conclu en novembre 2015 entre la société EDF International Networks, filiale d'EDF S.A. avec la société ORES

En M€ courants	2015 <i>Réalisé</i>	2016 <i>Estimé</i>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017- 2020
Programme numérique	15	25	29	34	27	17	27
Transformation du système d'information	33	45	59	62	59	60	60
Programme télécoms	-	2	5	16	19	19	15
TOTAL	48	72	93	112	105	96	102

Programme numérique

Enedis a engagé un programme visant à accompagner la transformation de ses métiers. Ce programme s'articule autour de quatre dimensions :

- le développement des outils de mobilité (smartphones, tablettes) et des applications mobiles permettant ainsi d'accroître la réactivité et la performance de l'entreprise ;
- la mise à disposition des données aux utilisateurs, collectivités et acteurs du marché ;
- la contribution au développement économique et territorial via un écosystème de start-up innovantes ;
- le développement de plateformes technologiques visant à la mise en œuvre de nouveaux outils informatiques.

Ce programme numérique génère principalement des dépenses d'informatique et télécoms et des charges de personnel sur la période TURPE 5.

Transformation du système d'information

Enedis souligne que la période TURPE 5 sera marquée par de grandes transformations de son système d'information, dans un contexte de déploiement en masse de Linky. Ces transformations visent à l'implantation de nouvelles applications de gestion et de facturation des utilisateurs (application Ginko), de programmations des interventions chez les utilisateurs (application Cinke), et du système traitant des données de relève (application STM). Le développement de ces nouvelles applications s'effectue dans un premier temps avec le maintien des applications antérieures ; les effets de cette période de « double run » devraient décroître significativement dès 2020 avec le décommissionnement progressif des applications antérieures.

Ce projet génère très majoritairement des dépenses d'informatique et télécoms sur la période TURPE 5.

Programme télécoms

Ce programme vise à faire évoluer les moyens de télécommunication industrielle mis en œuvre par Enedis en améliorant la résilience des infrastructures télécoms critiques de conduite des réseaux et en anticipant les obsolescences des technologies actuelles.

Ce projet génère exclusivement des dépenses d'informatique et télécoms sur la période TURPE 5.

A l'exception d'une correction de 3 M€ sur l'année 2020 au titre de dépenses non justifiées relatives au programme numérique, la CRE retient l'intégralité des charges associées à ces projets sur la période TURPE 5.

2.1.2.10 Synthèse des ajustements

Compte tenu des éléments qui précèdent, le niveau des charges nettes d'exploitation, tel qu'il résulte des ajustements, est le suivant :



En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges nettes d'exploitation – Demande mise à jour d'Enedis	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Ajustements poste à poste (cf. § 2.1.2.6)	- 109	- 107	- 112	- 122	- 113
Produits d'exploitation	-	-	-	-	-
Autres achats et services (nets de production immobilisée achats)					
- dont contrats d'achats de prestations conclus avec EDF	- 39	- 34	- 40	- 49	- 41
- dont montants non justifiés	- 19	- 19	- 19	- 19	- 19
- dont changement d'identité sociale	- 9	- 14	- 20	- 29	- 18
- dont décalage de dépenses associées au projet Linky	- 10	-	-	-	- 3
- dont décalage de dépenses associées au projet Linky	- 1,5	- 1,5	- 1,5	- 1,5	- 1,5
Charges de personnel	- 48	- 50	- 50	- 51	- 50
- dont CICE	- 51	- 51	- 51	- 51	- 51
- dont autres ajustements*	+ 2	0	0	- 1	0
Impôts et taxes	-	-	+ 1	+ 1	+ 1
- dont autres ajustements*	-	-	+ 1	+ 1	+ 1
Autres charges d'exploitation	- 22	- 23	- 23	- 23	- 23
- dont impayés de la part acheminement	- 17	- 17	- 17	- 17	- 17
- dont autres ajustements*	- 6	- 7	- 7	- 7	- 7
Ajustements communs à plusieurs postes de charges (cf. § 2.1.2.7)	- 3	- 5	- 6	- 18	- 8
- dont niveaux prévisionnels d'inflation	- 8	- 12	- 15	- 15	- 12
- dont niveau du TRV bleu	- 5	- 11	- 11	- 12	- 9
- dont prestations croisées avec GRDF	+ 10	+ 18	+ 20	+ 9	+ 14
Charges nettes d'exploitation après ajustements retenus par la CRE	4 481	4 532	4 572	4 581	4 541

* autres ajustements retenus par la CRE (postes concernés : produits de cession d'immobilisations, harmonisation du SNB, mise en cohérence de divers taux)

A ces ajustements s'ajoute la prise en compte par la CRE de 10 M€ de charges nettes d'exploitation supplémentaires par an au titre de l'impact de l'évolution du mécanisme lié aux pénalités pour coupures longues (cf. paragraphe 1.3.3.2). Par conséquent, les charges nettes d'exploitation retenues par la CRE sont les suivantes :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE	4 491	4 542	4 582	4 591	4 551

2.1.2.11 Conséquences de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015

Une décision de la Commission européenne en date du 22 juillet 2015 a qualifié d'aide d'Etat l'exonération fiscale accordée en 1997 à EDF lors du reclassement de provisions pour renouvellement du réseau d'alimentation générale (RAG) en capitaux propres, et a ordonné le remboursement du montant correspondant. La charge incombant à Enedis, payée en 2015 à ce titre, est de 197 M€.

Cette nouvelle procédure fait suite à une première décision de la Commission européenne, en date du 16 décembre 2003, qui avait donné lieu au paiement par EDF à l'Etat français de 1,2 Md€, pour le même motif. Cette première décision avait ensuite été annulée par le tribunal de l'Union européenne, par un arrêt du 15 décembre 2009, donnant lieu à un remboursement au groupe EDF par l'Etat français, pour un montant de 1,2 Md€, dont 194 M€ enregistrés par Enedis comme un produit exceptionnel en 2009.

Dans sa demande tarifaire, Enedis demande l'intégration dans les charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT du montant de 197 M€ payé en 2015.

Le CRCP en vigueur pour le TURPE 4 HTA-BT n'inclut pas les charges d'impôts, qui ont ainsi été prises en compte à hauteur d'un montant prévisionnel lors de l'élaboration du tarif, tout comme d'autres charges d'exploitation. Dès lors qu'il n'apparaît pas de déséquilibre global dans la couverture des charges par le TURPE 4 HTA-BT, la CRE considère qu'il n'y a pas lieu de couvrir rétroactivement par le TURPE 5 HTA-BT cette charge d'impôt survenue en 2015.

2.1.2.12 Conséquence de la décision du Conseil d'Etat du 27 juillet 2015

Dans une décision du 27 juillet 2015, le Conseil d'Etat a annulé les arrêtés du 28 août 2012, du 30 septembre 2013 et du 10 octobre 2014 relatifs aux coefficients à appliquer par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) à la formule de péréquation pour les années 2012, 2013 et 2014. Il a, par cette décision, enjoint aux ministres chargés de l'énergie, de l'intérieur et de l'économie, de prendre de nouveaux arrêtés. Cette décision a eu pour effet d'augmenter les montants de la contribution d'Enedis au FPE pour les années 2012 à 2014.

Enedis, dans sa demande tarifaire, demande la prise en compte dans les charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT de 50 M€ correspondant à la différence, pour la période 2012-2016, entre les charges prévisionnelles relatives au FPE pour cette période, compte tenu de la décision du Conseil d'Etat et de l'estimation présentée initialement par Enedis pour l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT.

Le CRCP en vigueur pour le TURPE 4 HTA-BT n'inclut pas les charges relatives au FPE, qui ont ainsi été prises en compte à hauteur d'un montant prévisionnel lors de l'élaboration du tarif, tout comme d'autres charges d'exploitation. Dès lors qu'il n'apparaît pas de déséquilibre global dans la couverture des charges par le TURPE 4 HTA-BT, la CRE considère qu'il n'y a pas lieu de couvrir rétroactivement par le TURPE 5 HTA-BT les charges relatives au FPE correspondant à la période 2012-2016.

Comme présenté au paragraphe 1.3.7, la CRE décide par ailleurs, pour le TURPE 5 HTA-BT, d'inclure les contributions d'Enedis au FPE à compter de 2017 dans le périmètre du CRCP.

2.1.3 Analyse de la CRE concernant les charges de capital

2.1.3.1 Paramètres du calcul des charges de capital

Pour appuyer sa demande tarifaire, Enedis a présenté une étude d'un consultant externe qui portait notamment sur l'évaluation des paramètres financiers utilisés dans le calcul de ses charges de capital.

Dans le cadre des travaux TURPE 5 HTA-BT, la CRE a réexaminé les paramètres retenus pour le calcul des charges de capital d'Enedis. Elle a notamment fait appel à un consultant extérieur pour réaliser un audit sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital d'Enedis pour la période réglementaire TURPE 5⁷⁴.

[Consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

Les contributeurs à la consultation publique se sont exprimés sur le niveau des paramètres financiers intervenant dans le calcul des charges de capital d'Enedis. Certains acteurs ont jugé que les paramètres envisagés par la CRE étaient trop élevés au regard des conditions de marché actuelles et que le risque porté par Enedis était surestimé. D'autres contributeurs ont considéré au contraire que les paramètres proposés par la CRE ne reflétaient pas assez le caractère long terme des actifs d'Enedis et sous-estimaient le risque porté par l'opérateur de réseau. Des fédérations d'ELD (Anroc, ELE, SICAE et UNELEG) ont par ailleurs transmis une étude effectuée par un prestataire externe, sur l'évaluation des paramètres financiers utilisés pour le calcul des charges de capital d'Enedis⁷⁵.

⁷⁴ Frontier Economics « Audit du taux de rémunération d'Enedis », juillet 2016.

⁷⁵ Etude sur l'évaluation des paramètres financiers utilisés pour le calcul des charges de capital d'Enedis

Par ailleurs, plusieurs contributeurs ont indiqué que la politique de remontée des dividendes décidée par l'actionnaire ne devait pas être excessive et ne devait pas constituer un frein à la réalisation des investissements nécessaires.

Paramètres retenus pour le TURPE 5 HTA-BT

Pour la présente décision tarifaire, la CRE retient une marge sur actif de 2,6 %, un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 4,1 % et un taux de rémunération des emprunts financiers (hors Linky) de 3,1 % sur la base de fourchettes de valeurs recommandées par un consultant sollicité par la CRE pour chacun des paramètres intervenant dans le calcul de ces taux de rémunération.

Les valeurs des paramètres utilisés dans le calcul des charges de capital d'Enedis figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du calcul des charges de capital	TURPE 5 HTA-BT	
Taux sans risque (nominal)	2,7 %	A
Bêta de l'actif	0,34	B
Prime de risque de marché	5 %	C
Taux d'imposition	34,43 %	D
Déductibilité fiscale des charges financières	75 %	E
Marge sur actif	2,6 %	$(B \times C) / (1 - D)$
Taux de rémunération des capitaux propres régulés	4,1 %	$A / (1 - D)$
Taux de rémunération des emprunts financiers (hors Linky)	3,1 %	$A \times (1 - E \times D) / (1 - D)$

Par rapport aux valeurs retenues dans le TURPE 4 HTA-BT, les principales évolutions portent sur :

- le taux sans risque nominal, fixé à 2,7 % en retrait par rapport au taux sans risque nominal retenu pour le TURPE 4 HTA-BT (4,0 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable des taux d'intérêts par rapport aux niveaux qui prévalaient lors du précédent tarif ;
- le bêta de l'actif, fixé à 0,34, en hausse par rapport au niveau retenu pour la période TURPE 4 (0,33), en cohérence avec les observations de marchés. La valeur se situe dans la fourchette estimée par le consultant sollicité par la CRE.

Ainsi, les investissements (hors Linky) financés par des capitaux propres d'Enedis sont rémunérés à un taux de 6,7 %. Cette rémunération s'applique pendant la période tarifaire TURPE 5, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres d'Enedis.

2.1.3.2 Trajectoire d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues sur la période TURPE 5 par Enedis sont de l'ordre de 4,2 Md€/an dont 856 M€/an en moyenne pour le projet de comptage évolué Linky.



En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017- 2020
Investissements totaux bruts	3 171	3 897	4 234	4 300	4 283	4 179
Investissements totaux bruts du projet Linky	119	673	965	965	822	856
Investissements totaux bruts hors Linky	3 052	3 224	3 269	3 335	3 461	3 322
dont Raccordement et renforcement	1 396	1 486	1 507	1 523	1 567	1 521
<i>Raccordement de clients</i>	834	882	901	920	958	915
<i>Raccordement de producteurs</i>	141	203	228	224	220	219
<i>Comptage et Transformateurs</i>	140	97	72	72	72	78
<i>Renforcement des réseaux</i>	280	304	306	307	317	309
dont Gestion des contraintes réglementaires	370	404	403	416	424	412
<i>Modification d'ouvrage</i>	140	155	155	157	160	157
<i>Sécurité, environnement et obligations réglementaires</i>	229	249	248	259	264	255
dont Outils de travail et moyens d'exploitation	315	340	324	312	310	322
<i>Moyens d'exploitation, SI région et logistique</i>	89	97	91	93	108	97
<i>Immobilier</i>	48	50	48	45	50	48
<i>SI (fonctions centrales)</i>	153	171	170	163	142	162
<i>Autres</i>	24	22	15	11	10	15
dont Renouvellement, Qualité & Modernisation du réseau	1 089	1667	2000	2049	1982	1 925
<i>Qualité & Smart Grids autres que Linky</i>	970	994	1 035	1 084	1 160	1 068
<i>Linky</i>	119	673	965	965	822	856

Le niveau moyen annuel des dépenses prévisionnelles d'investissement hors Linky sur la période TURPE 5 est en hausse de 9 % par rapport au niveau des investissements réalisés en 2015.

La CRE retient l'intégralité des prévisions d'investissements figurant dans la demande d'Enedis.

2.1.3.3 Trajectoires prévisionnelles de charges de capital

Les trajectoires prévisionnelles de la base d'actifs régulés (BAR) hors Linky, de la BAR Linky et des capitaux propres régulés sont les suivantes :

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017- 2020
BAR hors Linky (au 01.01.N)	46 299	49 017	50 280	51 486	52 679	50 866
BAR Linky (au 01.01.N)	0	549	1 139	1 967	2 736	1 598
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	3 739	5 057	5 602	6 103	6 592	5 838

Evolution de la base d'actifs régulés hors Linky

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

En simplifiant, la BAR hors Linky progresse au rythme des investissements mis en service et diminue au rythme des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements (hors Linky) couvertes par le tarif.

Evolution de la base d'actifs régulés Linky

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014⁷⁶, la BAR Linky correspond à la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet Linky sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2021 (y compris les systèmes d'information et les actifs liés à la pré-généralisation), à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation du projet et des compteurs électroniques classiques.

En simplifiant, la BAR Linky progresse au rythme des investissements mis en service et diminue au rythme des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements Linky couvertes par le tarif.

Evolution des capitaux propres régulés

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

Les CPR sont définis comme la différence au 1^{er} janvier entre la BAR hors Linky et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement reçues et, le cas échéant, des emprunts financiers imputés aux actifs hors Linky⁷⁷.

Ainsi, les CPR au 1^{er} janvier de l'année N+1 évoluent à partir des CPR au 1^{er} janvier de l'année N, augmentés, principalement, des investissements d'Enedis mis en service (hors Linky) et diminués, principalement, des dotations nettes aux amortissements (hors Linky) et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif, des participations de tiers reçues dans l'année et, le cas échéant, des emprunts financiers imputés aux actifs hors Linky.

Niveau des charges de capital

Comme rappelé au paragraphe 1.2.1.2, les charges de capital d'Enedis sont définies comme la somme des charges de capital normatives (CCN) relatives au projet Linky et des charges de capital liées aux actifs hors Linky.

Au terme de la délibération du 17 juillet 2014, les CCN liées aux « actifs Linky » sont constituées de la rémunération et de l'amortissement de la base d'actifs régulés Linky, ainsi que des amortissements accélérés liés à la dépose anticipée des compteurs existants.

Pour le calcul des charges de capital liées aux actifs hors Linky, la CRE retient la formule ci-dessous :

$$\begin{aligned} \text{Charges de capital (hors Linky)} &= \text{BAR (hors Linky)} \times \text{Marge sur actif} + \text{Capitaux propres régulés} \times \frac{\text{Taux sans risque}}{(1-\text{Taux d'IS})} \\ &+ \text{Dotations nettes (hors Linky)} + \text{Emprunts financiers (hors Linky)} \times \text{Taux sans risque} \times \frac{(1-75\% \times \text{Taux d'IS})}{(1-\text{Taux d'IS})} \end{aligned}$$

⁷⁶Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤36 kVA.

⁷⁷Conformément à la délibération du 17 juillet 2014 sur le cadre de régulation incitative du projet Linky, la dette financière contractée par Enedis est affectée au projet Linky jusqu'à concurrence du taux de dette retenu dans le calcul du taux de rémunération de la BAR Linky.

Ainsi, les montants prévisionnels des charges de capital d'Enedis à couvrir sur la période TURPE 5 sont les suivants :

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017- 2020
Charges de capital hors Linky ⁷⁸ (1)	3 669	3 933	4 071	4 177	4 275	4 114
<i>dont application de la marge sur actif</i>	1 157	1274	1307	1339	1370	1323
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	228	207	230	250	270	239
<i>dont dotations aux amortissements hors Linky</i>	2 196	2 400	2 496	2 550	2 601	2 512
<i>dont dotations aux provisions pour renouvellement</i>	88	51	38	38	35	41
CCN Linky (2)	3	137	250	392	523	326
<i>dont rémunération de la BAR Linky</i>	0	56	117	202	280	164
<i>dont amortissement de la BAR Linky</i>	3	81	133	190	243	162
Charges de capital totales (1) +(2)	3 672	4 071	4 321	4 569	4 799	4 440

La demande tarifaire d'Enedis fait apparaître un niveau annuel moyen de charges de capital de 4 801 M€/an sur la période 2017-2020. La méthode de calcul et le niveau des paramètres financiers retenus par la CRE pour la période TURPE 5 conduisent, pour les mêmes trajectoires d'investissements, à un niveau de 4 440 M€/an en moyenne. L'écart (361 M€/an) de charges de capital prévisionnelles s'explique par :

- la reconduction de la méthode de calcul des charges de capital en vigueur dans le tarif TURPE 4 HTA-BT, ce qui conduit à un « effet méthode » de 180 M€/an en moyenne ;
- le niveau des paramètres de rémunération retenus par la CRE, inférieurs à ceux pris en compte par Enedis, ce qui conduit à un écart de 86 M€/an en moyenne sur la période TURPE 5 ;
- la non rémunération des immobilisations en cours, qui représente, en utilisant le taux de rémunération demandé par Enedis, un montant de 96 M€/an en moyenne.

La méthode de calcul et le niveau des paramètres financiers retenus par la CRE conduisent à un niveau de charges de capital hors Linky de 4 114 M€/an en moyenne sur la période 2017-2020, soit une hausse de 12 % par rapport au niveau réalisé en 2015. Cette augmentation s'explique par :

- une croissance de la BAR hors Linky de 10 % en moyenne par rapport au niveau de 2015 ;
- une croissance des capitaux propres régulés de 56 % en moyenne par rapport au niveau de 2015 ;
- une augmentation des dotations nettes aux amortissements hors Linky de 14 % en moyenne par rapport au niveau de 2015 ;
- une baisse de 54 % des dotations nettes aux provisions pour renouvellement par rapport au niveau constaté en 2015 ;
- une augmentation de la marge sur actif appliquée à la BAR hors Linky de 2,5 % à 2,6 % ;
- une baisse du taux de rémunération des capitaux propres régulés de 6,1 % à 4,1 %.

⁷⁸ Ces trajectoires intègrent les charges de capital relatives aux actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

Charges de capital « hors réseaux »

Comme présenté au paragraphe 1.3.1.2, la CRE introduit pour la période TURPE 5 un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

Ce mécanisme incite Enedis à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information.

Pour les systèmes d'information, le périmètre incité comprend l'ensemble des applications à l'exception des applications « hors socle »⁷⁹ détaillées dans l'annexe 4 ainsi que le matériel de bureau et informatique. Les véhicules correspondent au matériel automobile.

Pour ces catégories d'actifs, les montants d'investissements présentés par Enedis ont fait l'objet d'une revue dans le cadre de l'audit des charges nettes d'exploitation d'Enedis. Les dépenses d'investissement intégrées au périmètre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sur la période 2017-2020 sont les suivantes⁸⁰ :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Investissements Systèmes d'information	90	89	95	104	95
Investissements Immobilier	50	48	45	50	48
Investissements Véhicules	36	38	39	38	38
Investissements totaux « hors réseaux »	176	175	179	192	181

Les trajectoires prévisionnelles des BAR prises en compte dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sont les suivantes :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
BAR Systèmes d'information (au 01.01.N)	203	183	171	166	165	171
BAR Immobilier (au 01.01.N)	207	219	227	231	230	227
BAR Véhicules (au 01.01.N)	68	72	75	80	83	78
BAR totale « hors réseaux »	478	474	473	477	478	476

Les actifs concernés par ce mécanisme n'ayant pas pour contrepartie des passifs de concession, ils sont rémunérés en tant que capitaux propres régulés. Ainsi, les montants prévisionnels des charges de capital « hors réseaux »⁸¹ sont les suivants :

⁷⁹ Les applications « hors socle » détaillées dans l'annexe 4 sont rattachées aux projets « GINKO / CINKE / STM » (notamment nouveaux investissements en lien avec la refonte de la chaîne client C5), « Interfaces Clients et Services de Données », « Linky » et « Programme SmartGrid »

⁸⁰ Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 2.1.3.2

⁸¹ Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 2.1.3.3

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges de capital Systèmes d'information	115	105	106	112	110
Charges de capital Immobilier	56	59	61	62	60
Charges de capital Véhicules	38	38	41	45	40
Charges de capital incitées	209	202	208	219	210

Enedis étant incité à la maîtrise de ces charges de capital, les écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées ne seront pas pris en compte à travers le mécanisme du CRCP sur la période TURPE 5.

2.1.4 Prise en compte du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 au titre du TURPE 4 HTA-BT à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à 78,7 M€ en faveur des utilisateurs. Cette valeur s'appuie sur le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2016, fixé par la délibération de la CRE du 2 juin 2016⁸², ainsi que sur le calcul prévisionnel de l'évolution du solde du CRCP entre le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} janvier 2017.

	Montant en M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2016	286,5
Ecart prévisionnel sur les charges et les produits en 2016	239,8
<i>dont achats de pertes</i>	151,8
<i>dont accès au réseau public de transport</i>	142,2
<i>dont valeur nette comptable des immobilisations démolies</i>	15,4
<i>dont recettes de prestations</i>	- 4,7
<i>dont contributions de raccordement</i>	- 64,0
<i>dont charges de capital</i>	- 88,4
<i>dont prise en compte du compte régulé de lissage Linky</i>	87,4
Ecart entre les recettes tarifaires et les recettes prévisionnelles avant apurements en 2016	- 450,6
Actualisation à 4 %	3,0
Solde provisoire du CRCP au 1^{er} janvier 2017	78,7

Le montant du solde du CRCP de l'année 2016 sera apuré en quatre annuités constantes de 21 M€, venant en diminution du revenu autorisé. Ce montant, pris en compte par la présente décision tarifaire, est un montant provisoire. Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution des grilles tarifaires au 1^{er} août 2018.

2.1.5 Prise en compte du compte régulé de lissage associé au projet « Linky »

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 définissant le cadre de régulation applicable au projet de compteurs évolués d'Enedis⁸³ a mis en place un mécanisme de différé, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des

⁸² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2016 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

⁸³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

compteurs évolués, des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital (amortissement et rémunération du capital investi). Pendant ce différé, ces effets sont imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Les montants imputés chaque année dans le CRL ont été établis *ex ante* sur la base du plan d'affaires communiqué par Enedis pour son projet de comptage évolué et permettent de neutraliser sur la période de 2014 à 2021 les impacts prévisionnels du projet sur les charges d'exploitation et de capital d'Enedis. L'année 2022 assure quant à elle la transition entre l'imputation dans le CRL de la totalité de l'impact du projet Linky et le début de l'apurement du CRL.

Pour la période 2017-2020, les montants imputés au CRL, prévus par la délibération susmentionnée, sont les suivants :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Montants imputés au CRL	201	275	304	294	269

Les montants imputés au CRL sont retranchés, chaque année de la période tarifaire TURPE 5, du revenu autorisé total d'Enedis. A compter de 2023, le CRL sera progressivement apuré chaque année, au travers d'un ajustement à la hausse du tarif, jusqu'à son complet apurement, prévu en 2030. Le CRL est rémunéré au coût de la dette retenu par la CRE pour le calcul du taux de rémunération de base du projet Linky.

Par ailleurs, la délibération susmentionnée prévoyait, dans le cadre du calcul annuel du solde du CRCP, de diminuer les charges de capital réalisées sur la période 2014-2017 de montants qu'elle définissait, afin d'éviter une double couverture, par le CRCP et par le CRL, des charges de capital liées au projet Linky. Ce traitement était rendu nécessaire par le fait que les trajectoires de charges de capital définies par la délibération TURPE 4 HTA-BT ne prenaient pas en compte les charges de capital liées au projet Linky. Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, il n'y a plus lieu d'effectuer un tel retraitement pour les charges de capital de l'année 2017.

2.1.6 Revenu autorisé au cours de la période tarifaire 2017-2020

Le revenu autorisé d'Enedis pour la période 2017-2020 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 2.1.2) ;
- les charges de capital (cf. paragraphe 2.1.3) ;
- le reversement prévisionnel à EDF SEI, dans le cadre du FPE, calculé à partir des coûts réellement exposés par l'opérateur (cf. paragraphe 3.3.5.9) ;
- la prise en compte de l'évolution envisagée du mécanisme de pénalités pour les coupures longues (cf. paragraphe 1.3.3.2) ;
- les montants imputés au compte régulé de lissage associé au projet Linky (cf. paragraphe 2.1.5) ;
- l'apurement du solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2017 (cf. paragraphe 2.1.4).

Il se décompose de la façon suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Charges liées à l'exploitation du système électrique	4 526	4 663	4 639	4 612	4 610
<i>dont charge d'accès au RPT</i>	3 494	3 641	3 657	3 660	3 613
<i>dont autres charges liées à l'exploitation du système électrique</i>	1 032	1 022	982	952	997
Autres charges nettes d'exploitation	4 643	4 694	4 734	4 743	4 703
<i>dont contributions prévisionnelles d'Enedis au FPE déterminées par la CRE</i>	152	152	152	152	152
<i>dont autres charges nettes d'exploitation⁸⁴</i>	4 491	4 542	4 582	4 591	4 551
Charges de capital	4 071	4 321	4 569	4 799	4 440
Apurement du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	-21	-21	-21	-21	-21
Compte régulé de lissage (CRL) Linky	-201	-275	-304	-294	-269
Revenu autorisé total	13 018	13 382	13 617	13 840	13 464

2.2 Hypothèses de chiffre d'affaires prévisionnel

2.2.1 Evolution de la consommation constatée sur la période couverte par le TURPE 4 HTA-BT

Les recettes tarifaires d'Enedis et les volumes soutirés ont été en 2014 et en 2015 inférieures aux hypothèses prises en compte lors de l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT :

	prévisionnel TURPE 4 HTA-BT		Réalisé		Ecart	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Recettes tarifaires (M€ courants)	12 868	13 257	12 280	12 558	- 588	- 699
Volumes soutirés (TWh)	355,4	359	340,2	348,8	- 15,2	- 10,2

Les écarts entre les recettes prévisionnelles prises en compte pour l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT et les recettes réalisées s'expliquent par :

- un climat doux en 2014 et en 2015 ;
- une évolution des volumes plus faible qu'anticipée, hors effet climat ;
- un tarif inférieur au tarif prévisionnel du fait, notamment, du solde du CRCP au début du tarif TURPE 4 HTA-BT ayant conduit à une évolution de -1,3 % au 1^{er} août 2014, et de l'inflation réalisée, inférieure à la prévision.

Les écarts sont pris en compte au travers du CRCP du TURPE 4 HTA-BT.

⁸⁴ Dont contribution au FPE estimée pour l'application des formules normatives à hauteur de 18 M€ par an, et impact de l'évolution du mécanisme lié aux pénalités pour coupures longues pour un montant de 10 M€ par an (cf. paragraphe 1.3.3.2)

2.2.2 Evolution de la consommation prévue sur la période du TURPE 5 HTA-BT

Enedis a établi une trajectoire de recettes tarifaires prévisionnelles pour la période TURPE 5, calculées à partir de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2016 et d'hypothèses d'évolution du volume d'énergie soutirée, du nombre de consommateurs raccordés et des puissances souscrites.

Les hypothèses d'évolution proposées par Enedis sont les suivantes :

- + 0,8 % / an en moyenne pour le nombre de consommateurs raccordés :

Nombre de consommateurs raccordés	2017	2018	2019	2020
BT ≤ 36 kVA	35 715 665	36 001 390	36 289 401	36 579 716
BT > 36 kVA	389 649	395 883	402 217	408 653
HTA	90 571	89 571	88 571	87 571
TOTAL	36 195 885	36 486 844	36 780 189	37 075 940

- + 0,9 % / an en moyenne pour les puissances souscrites⁸⁵ :

Puissances souscrites (kW)	2017	2018	2019	2020
BT ≤ 36 kVA	284 531 991	287 092 779	289 676 614	292 283 703
BT > 36 kVA	31 577 366	32 051 026	32 531 792	33 019 768
HTA	34 860 959	34 860 959	34 860 959	34 860 959
TOTAL	350 970 315	354 004 764	357 069 364	360 164 431

- + 0,5 % / an en moyenne pour le volume d'énergie soutirée sur la période 2016-2021 :

Volume d'énergie soutirée (TWh)	2017	2018	2019	2020
BT ≤ 36 kVA (yc Linky)	194,0	195,5	197,0	199,3
BT > 36 kVA	46,7	47,2	47,7	48,4
HTA	114,8	115,1	115,5	116,2
TOTAL (yc Linky et année bissextile)	355,5	357,9	360,2	363,9

Les prévisions d'Enedis, en ce qui concerne l'évolution des consommations, s'appuient sur le bilan prévisionnel établi par RTE en 2015. RTE a mis à jour son bilan prévisionnel en 2016. Cette mise à jour fait apparaître une révision à la baisse des volumes de consommation.

La CRE s'appuie sur cette mise à jour du bilan prévisionnel de RTE pour réviser la trajectoire de recettes prévisionnelles d'Enedis. Au périmètre des soutirages sur les réseaux gérés par Enedis, cette mise à jour se traduit par une réduction d'environ 8 TWh en 2020 par rapport aux prévisions d'Enedis s'appuyant sur le bilan prévisionnel 2015. L'effet de cette révision sur la hausse du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2017 est d'environ 1,3 %.

La légère hausse des consommations est plus que compensée par la hausse des injections liées à la production décentralisée sur les réseaux de distribution et la réduction du volume de pertes : ces éléments conduisent à une baisse des volumes soutirés sur le réseau de transport de - 1,3 % par an en moyenne.

⁸⁵ Sans prise en compte des évolutions en structure de la grille tarifaire décidées par la CRE

Volume d'énergie soutirée (TWh)	2017	2018	2019	2020
Prévisions Enedis – juin 2016	355,5	357,9	360,2	363,9
Prise en compte de la mise à jour du bilan prévisionnel de RTE en 2016	-2,9	-4,7	-6,4	-8,3
Volume d'énergie soutirée retenu	352,6	353,2	353,8	355,6

2.2.3 Recettes tarifaires prévisionnelles d'Enedis avec le tarif du 1^{er} août 2016

Les recettes tarifaires prévisionnelles d'Enedis, correspondant à l'hypothèse théorique de maintien au cours de la période 2017-2020 de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2016, sont les suivantes :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Recettes tarifaires prévisionnelles avec le tarif du 1 ^{er} août 2016	12 904	12 958	13 012	13 106	12 995

Ce calcul théorique des recettes d'Enedis sur la base du tarif en vigueur est utilisé pour déterminer la hausse tarifaire nécessaire au 1^{er} août 2017 pour couvrir le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pendant la période du TURPE 5 HTA-BT.

2.3 Trajectoire d'évolution du TURPE 5 HTA-BT

La grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT, entrant en vigueur au 1^{er} août 2017, est définie par la présente délibération. Elle correspond à une hausse moyenne de 2,71 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution moyenne de cette grille tarifaire, au 1^{er} août de chaque année, à compter du 1^{er} août 2018, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z = IPC + K$$

Avec :

- Z : variation de la grille tarifaire au 1^{er} août, exprimée en pourcentage ;
- IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac pour la France entière, référencé INSEE 1763852 (indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP.

Le terme K ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse moyenne de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle moyenne de la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT sera donc comprise entre ($IPC - 2\%$) et ($IPC + 2\%$).

La différence constatée entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente décision et l'inflation réelle sera prise en compte au travers du CRCP.

Les évolutions prévisionnelles moyennes de la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT, hors apurement du CRCP, sont les suivantes :

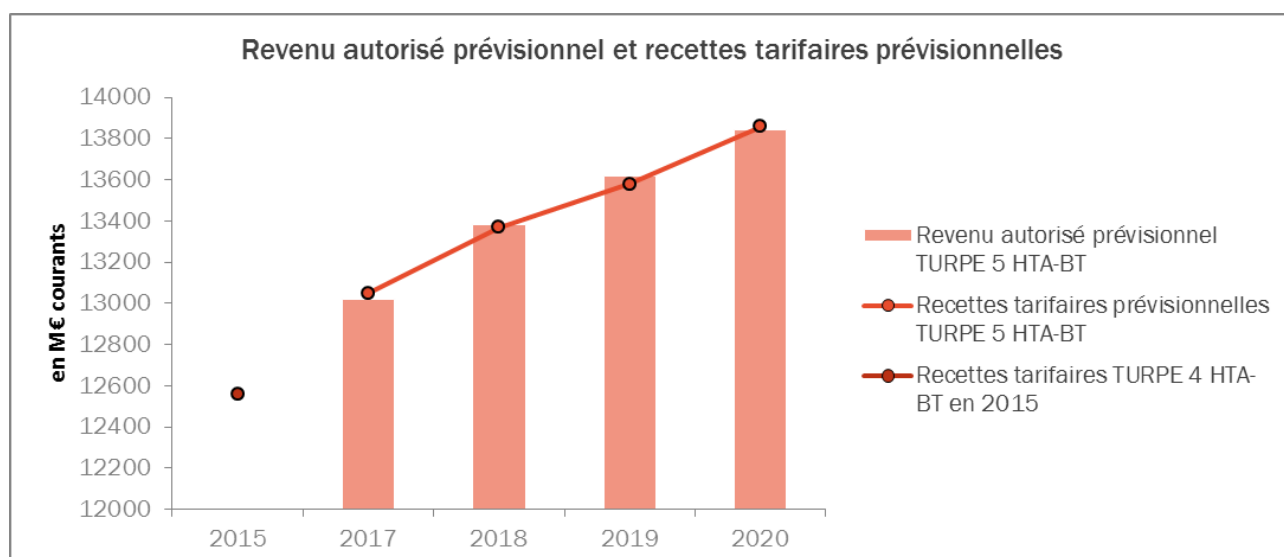
	2017	2018	2019	2020
Inflation prévisionnelle entre l'année N-2 et l'année N-1 (valeur prévisionnelle de l'IPC) – données FMI	0,40 %	1,08 %	1,26 %	1,40 %
Evolution prévisionnelle au 1 ^{er} août de l'année N (hors apurement du solde du CRCP, soit $K = 0\%$)	2,71 %	IPC	IPC	IPC

Par ailleurs, les grilles tarifaires définies par la présente délibération introduisent des évolutions tarifaires différenciées entre les domaines de tension et les catégories de puissance, qui s'ajoutent à l'évolution moyenne du TURPE 5 HTA-BT. Ainsi, les évolutions tarifaires en résultant en moyenne sont les suivantes :

Evolution tarifaire moyenne au 1 ^{er} août	2017	2018 à 2020
HTA	- 0,64 %	IPC - 0,95 %
BT > 36 kVA	+ 1,37 %	IPC - 0,38 %
BT ≤ 36 kVA	+ 3,94 %	IPC (+0,44 €/kVA pour les parts proportionnelles à la puissance souscrite ⁸⁶)

L'évolution tarifaire au 1^{er} août 2017, ainsi que les évolutions annuelles de la grille pour les années 2018 à 2020, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application des grilles tarifaires TURPE 5 aux hypothèses de nombre de points de livraison, de puissances souscrites et de volumes soutirés, soient égales, en valeur actualisée de 2017 à 2020, au revenu autorisé prévisionnel total sur la période.

Le taux d'actualisation utilisé est 2,7 %, correspondant au taux sans risque nominal (cf. § 2.1.3.1).



Compte tenu de l'équilibre entre recettes et revenu autorisé au cours de la période 2017-2020 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et le revenu autorisé existent. La somme actualisée de ces écarts annuels au cours de la période 2017-2020 est, par construction, égale à 0.

Ainsi, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivantes au cours de la période 2017-2020 :

⁸⁶ Toutes options tarifaires, sauf option longue utilisation sans différenciation temporelle, pour laquelle l'évolution est de +0,35 % / an.



En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017- 2020	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	13 018	13 382	13 617	13 840	13 464	50 375
Recettes tarifaires prévisionnelles (hors apurement du CRCP, soit $K = 0\%$)	13 050	13 368	13 579	13 858	13 464	50 375
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	32	-14	-37	18	0	0

3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT

3.1 Règles tarifaires

3.1.1 Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

3.1.1.1 Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

3.1.1.2 Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doit(vent) permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principales et complémentaires.

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s) convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

3.1.1.3 Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

3.1.1.4 Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 et suivants du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public

de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur⁸⁷.

3.1.1.5 Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

3.1.1.6 Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication, paramétrable et consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le gestionnaire de réseau public. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation sont assurés de façon automatisée.

3.1.1.7 Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion (U_n)	Domaine de tension	
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT Domaine basse tension	
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont dénommés « tarifs du domaine de tension HTA ».

3.1.1.8 Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

3.1.1.9 Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

⁸⁷ Le contrat d'accès au réseau est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par toute entreprise, vendant de l'électricité à des clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur ou, si cette entreprise et le gestionnaire ne sont pas des personnes morales distinctes, un protocole relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur



3.1.1.10 Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

3.1.1.11 Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barre n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

3.1.1.12 Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

3.1.1.13 Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

3.1.1.14 Plage temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

3.1.1.15 Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

3.1.1.16 Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

3.1.1.17 Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

3.1.1.18 Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

3.1.1.19 Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport $\text{tg } \varphi$.

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

3.1.1.20 Rapport tangente phi ($\text{tg } \varphi$)

Le rapport tangente phi ($\text{tg } \varphi$) mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $\text{tg } \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

3.1.1.21 Report de charge

Le TURPE 5 HTB prévoit que RTE peut interrompre le service d'accès au RPT pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT, et peut ainsi à son initiative réaliser un report de tout ou partie du soutirage d'un utilisateur sur une ou plusieurs autres de ses alimentations (principale, complémentaire ou de secours).

Lorsque RTE met en œuvre un tel report de charges, dans les conditions précisées par le TURPE 5 HTB, les dépassements de puissance souscrite observés au cours de la période de report de charge sur les alimentations vers lesquelles le report s'effectue ne sont pas pris en compte dans le calcul de la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite prévue par la présente délibération lorsque ces alimentations sont raccordées en HTA 2. Les quantités d'énergie soutirées sur le secours sont alors facturées au tarif de l'alimentation principale et les éventuels dépassements ne seront facturés qu'au-delà de la puissance souscrite de l'alimentation principale.

Le TURPE 5 HTB prévoit que, lorsque le report de charge est effectué sur une alimentation exploitée par un gestionnaire de réseaux de distribution, RTE verse une compensation financière à ce gestionnaire de réseaux de distribution selon les modalités prévues par le CART-GRD.

3.1.1.22 Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

3.1.1.23 Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

3.1.2 Structure des tarifs

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics. En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, lequel dispose 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* », les tarifs couvrent notamment :

- les coûts liés à la constitution de réserves d'exploitation qui comprennent les coûts relatifs à l'acquisition par les gestionnaires de réseaux publics des services système de tenue de la tension et les coûts de constitution des réserves primaires et secondaires de tenue de la fréquence ;
- les coûts relatifs au fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre pour les sites de consommation et/ou de production d'électricité disposant d'un point de connexion aux réseaux publics de transport et de distribution ;
- les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de validation, de profilage et de transmission des données de comptage ;
- la part des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux publics non couverte par les tarifs de ces prestations ;
- la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux publics d'électricité non couverte par les contributions versées aux gestionnaires de réseaux publics lorsque ceux-ci sont maîtres d'ouvrage des travaux de raccordement.

Par exception, certaines prestations spécifiquement identifiées, réalisées à la demande de l'utilisateur ou de son fait, font l'objet d'une facturation séparée, notamment dans les conditions prévues par la (les) délibération(s) tarifaire(s) en vigueur relative(s) aux prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, pour la part de leurs coûts non couverte par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux paragraphes 3.2.1 à 3.2.11 ci-après.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

En chaque point de connexion, le tarif payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle des injections (CI) ;
- la composante annuelle de soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

3.2 Tarif applicable du 1^{er} août 2017 au 31 juillet 2018

3.2.1 Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec l'entreprise qui assure la fourniture exclusive du site de consommation en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur est également applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L. 331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion (CG) est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le Tableau 1 ci-dessous, avec :

- R_f : montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique pour le domaine de tension considéré ;
- C_{CARD} : surcoût encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD, pour le domaine de tension considéré.

Tableau 1 : Composante annuelle de gestion

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	200,00 € + C_{CARD} HTA	200,00 € + R_{fHTA}
BT > 36 kVA	100,00 € + C_{CARD} BT > 36 kVA	100,00 € + $R_{fBT > 36 kVA}$
BT ≤ 36 kVA	7,00 € + C_{CARD} BT ≤ 36 kVA	7,00 € + $R_{fBT ≤ 36 kVA}$



Le montant moyen de la rémunération des fournisseurs et le surcoût associé à la gestion des clients en CARD seront déterminés par une délibération ultérieure de la CRE. Dans le cas où cette délibération ne serait pas entrée en vigueur avant le 1^{er} août 2017, la composante de gestion serait alors temporairement égale aux montants suivants :

Tableau 2 : Composante annuelle de gestion temporaire

CG temporaire (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	429,96	200,04 ⁸⁸
BT > 36 kVA	200,04	99,96 ⁸⁹
BT ≤ 36 kVA	12,96	6,96 ⁹⁰

Pour les utilisateurs dits « autoproducteurs » disposant, pour un même point de connexion, d'un contrat en injection et d'un contrat en soutirage, ou d'un contrat associant injection et soutirage, la composante de gestion facturée est égale à la somme du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur, et de la moitié du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur.

Tableau 3 : Composante de gestion des autoproducteurs

CG (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	$300,00 + C_{\text{CARD HTA}} + R_f \text{ HTA}/2$
BT > 36 kVA	$150,00 + C_{\text{CARD BT > 36 kVA}} + R_f \text{ BT > 36 kVA}/2$
BT ≤ 36 kVA	$10,50 + C_{\text{CARD BT ≤ 36 kVA}} + R_f \text{ BT ≤ 36 kVA}/2$

Le montant moyen de la rémunération des fournisseurs et le surcoût associé à la gestion des clients en CARD seront déterminés par une délibération ultérieure de la CRE. Dans le cas où cette délibération ne serait pas entrée en vigueur avant le 1^{er} août 2017, la composante de gestion serait alors temporairement égale aux montants suivants :

Tableau 4 : Composante de gestion temporaire des autoproducteurs

CG temporaire (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	530,04
BT > 36 kVA	249,96
BT ≤ 36 kVA	16,56

3.2.2 Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de facturation (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans le Tableau 6 et le Tableau 7, des coûts liés au processus de reconstitution des flux, ainsi que, le cas échéant, les coûts de location et d'entretien des dispositifs de comptage.

⁸⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 200 €

⁸⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 100 €

⁹⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 7 €

Elle est établie en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage, de la puissance souscrite et du domaine de tension selon le Tableau 6 et le Tableau 7 ci-dessous. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes du tarif d'utilisation des réseaux publics.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, le montant de la composante annuelle de comptage est défini dans le Tableau 5 ci-dessous.

Tableau 5 : Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,32

3.2.2.1 Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics, des autorités organisatrices de la distribution publique ou des autorités concédantes, est définie dans le Tableau 6 ci-après, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

Tableau 6 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	534,48
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	414,60
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁹¹	19,80

3.2.2.2 Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage est définie dans le Tableau 7 ci-après, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

Toutefois, pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA et les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ayant souscrit une puissance supérieure à 120 kVA, dans le cas où l'utilisateur propriétaire d'un dispositif de comptage non conforme aux dispositions de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage aurait refusé son remplacement, la composante annuelle de comptage facturée à l'utilisateur est définie dans le Tableau 6 du paragraphe 3.2.2.1 ci-dessus, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

⁹¹ Pour les utilisateurs disposant de dispositifs de comptage évolués en basse tension et pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la fréquence minimale de transmission des données de facturation est bimestrielle. Dans les autres cas, elle est semestrielle.



Tableau 7 : Composante annuelle de comptage – Dispositif de comptage propriété des utilisateurs

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	161,64
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	147,96
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,36

3.2.3 Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le Tableau 8 ci-dessous :

Tableau 8 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

3.2.4 Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages pour le domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 3.2.12.1, un des quatre tarifs suivants :

- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelle à pointe mobile courte utilisation.

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA et pour chacune des cinq plages temporelles de l'option tarifaire choisie, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages⁹² est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i$$

P_i désigne la puissance souscrite pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kW.

⁹² Compte tenu d'éventuelles contraintes liées aux systèmes d'information des gestionnaires de réseau ou des fournisseurs, la composante de soutirage pourra être déterminée, à titre transitoire en 2017 et en 2018, en remplaçant chaque coefficient b_i par le produit de b_1 et du ratio $k_i = b_i/b_1$ arrondi au centième. La détermination de la composante de soutirage pourra aussi reposer sur une puissance souscrite pondérée, arrondie au centième, calculée comme la puissance souscrite pour la première plage temporelle à laquelle est ajoutée la somme du produit, pour chaque plage temporelle, du ratio k_i et de l'incrément de puissance souscrite de la plage temporelle i par rapport à la plage temporelle $i-1$.

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

3.2.4.1 Tarifs HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe

Pour le tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe, les coefficients b_i et c_i à appliquer pour les tarifs courte utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du Tableau 9 et du Tableau 10 ci-dessous :

Tableau 9 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 2,59$	$b_2 = 2,32$	$b_3 = 1,96$	$b_4 = 1,78$	$b_5 = 0,93$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,03$	$c_2 = 2,85$	$c_3 = 2,05$	$c_4 = 1,90$	$c_5 = 1,15$

Tableau 10 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe –longue utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 15,88$	$b_2 = 15,34$	$b_3 = 12,94$	$b_4 = 8,52$	$b_5 = 1,63$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,77$	$c_2 = 2,08$	$c_3 = 1,30$	$c_4 = 0,96$	$c_5 = 0,85$

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁹³, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus⁹⁴, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes.

3.2.4.2 Tarifs HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Pour les tarifs HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile, les coefficients b_i et c_i à appliquer pour les tarifs courte utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du Tableau 11 et du Tableau 12 ci-dessous :

⁹³ Dans les Zones Non Interconnectées, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes.

⁹⁴ Ou, dans les ZNI, pendant une période de trois mois consécutifs faisant partie de la saison haute



Tableau 11 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – courte utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 3,17	b ₂ = 2,23	b ₃ = 1,96	b ₄ = 1,78	b ₅ = 0,93
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,04	c ₂ = 2,73	c ₃ = 2,05	c ₄ = 1,90	c ₅ = 1,15

Tableau 12 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – longue utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 18,25	b ₂ = 16,97	b ₃ = 12,94	b ₄ = 8,52	b ₅ = 1,63
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 3,17	c ₂ = 1,91	c ₃ = 1,30	c ₄ = 0,96	c ₅ = 0,85

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁹⁵, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes. Les heures de pointe mobile sont les heures de la période PP1 du mécanisme de capacité⁹⁶.

3.2.4.3 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d'un point de connexion situé dans le domaine de tension HTA, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,11 * b_i * \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

⁹⁵ Par exception, dans les Zones Non Interconnectées, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁹⁶ Si une modification du mécanisme de capacité venait à supprimer la période PP1 ou à la modifier significativement, la CRE pourrait demander à RTE de tirer néanmoins des jours PP1 tels que définis actuellement, à savoir 10 à 15 jours par an, de 7h à 15h, et de 18h à 20h, afin que l'option tarifaire à pointe mobile puisse être mise en œuvre.



Les coefficients b_i à appliquer sont ceux des paragraphes 3.2.4.1 et 3.2.4.2, selon l'option choisie.

3.2.5 Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages pour le domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 3.2.12.2, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants :

- Tarif courte utilisation à quatre plages temporelles
- Tarif longue utilisation à quatre plages temporelles

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁹⁷, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes.

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA et pour chacune des plages temporelles⁹⁸ définies au paragraphe 3.2.5.2 et au paragraphe 3.2.5.1, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente P_i où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages⁹⁹ est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^4 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^4 c_i \cdot E_i$$

P_i désigne la puissance souscrite apparente pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kVA

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

3.2.5.1 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA courte utilisation à 4 plages temporelles, les coefficients b_i et c_i à appliquer sont ceux du Tableau 13 ci-dessous :

⁹⁷ Par exception, dans les Zones Non Interconnectées, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes.

⁹⁸ Sous réserve de la capacité technique du compteur et des systèmes d'information. Le nombre de puissances souscrites possibles par point de connexion ne pourra en tout état de cause être inférieur à 2.

⁹⁹ Compte tenu d'éventuelles contraintes liées aux systèmes d'information des gestionnaires de réseau ou des fournisseurs, la composante de soutirage pourra être déterminée, à titre transitoire en 2017 et en 2018, en remplaçant chaque coefficient b_i par le produit de b_1 et du ratio $k_i = b_i/b_1$ arrondi au centième. La détermination de la composante de soutirage pourra aussi reposer sur une puissance souscrite pondérée, arrondie au centième, calculée comme la puissance souscrite pour la première plage temporelle à laquelle est ajoutée la somme du produit, pour chaque plage temporelle, du ratio k_i et de l'incrément de puissance souscrite de la plage temporelle i par rapport à la plage temporelle $i-1$.

Tableau 13 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b ₁ = 9,99	b ₂ = 5,13	b ₃ = 3,74	b ₄ = 1,13
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,81	c ₂ = 2,95	c ₃ = 2,18	c ₄ = 1,79

3.2.5.2 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 4 plages temporelles, les coefficients b_i et c_i à appliquer sont ceux du Tableau 14 ci-dessous :

Tableau 14 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b ₁ = 18,34	b ₂ = 10,92	b ₃ = 8,95	b ₄ = 3,71
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,18	c ₂ = 2,81	c ₃ = 1,89	c ₄ = 1,74

3.2.5.3 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d'un point de connexion situé dans le domaine de tension BT > 36 kVA, les composantes mensuelles de dépassement de puissance apparente souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des plages temporelles du mois considéré, sur la base de la durée de dépassement *h* (en heures) et selon la formule ci- après :

$$CMDPS = \alpha * h$$

Pour la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite du domaine de tension BT > 36 kVA le coefficient α employé est celui du Tableau 15 ci-dessous :

Tableau 15 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

α (€ / h)
9,65

Les utilisateurs dont la CMDPS pour l'ensemble des plages temporelles serait supérieure à la fois à 30 % de leur facture TURPE mensuelle et à 25 fois le tarif de la puissance supplémentaire qu'il aurait été nécessaire de souscrire pour éviter tout dépassement, pourront obtenir le plafonnement de leur CMDPS pour le mois concerné à la plus élevée des deux limites précitées, sur demande auprès du GRD.



3.2.6 Composante annuelle de soutirages (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 3.2.12.3, un des cinq tarifs suivants, sous réserve de compatibilité technique du compteur :

- Tarif sans différenciation temporelle - courte utilisation ;
- Tarif à quatre plages temporelles - courte utilisation ;
- Tarif à deux plages temporelles - moyenne utilisation ;
- Tarif à quatre plages temporelles - moyenne utilisation ;
- Tarif sans différenciation temporelle - longue utilisation.

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite P par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{i=1}^n c_i \cdot E_i$$

Où :

- P désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié.
- E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures réelles de début et de fin de périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement.

Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, elles sont éventuellement non contiguës.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février¹⁰⁰, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

3.2.6.1 Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation, les coefficients b et c à appliquer sont ceux du Tableau 16 et du Tableau 17 respectivement :

¹⁰⁰ Dans les Zones Non Interconnectées, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes.

Tableau 16 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	4,32 ¹⁰¹
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,80
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	5,24
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	5,68

Tableau 17 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
3,67

3.2.6.2 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation avec différenciation temporelle à quatre plages temporelles, et les coefficients *b*, et *c_i* à appliquer sont ceux du Tableau 18 et du Tableau 19 ci-dessous :

Tableau 18 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2017 au 31/08/2018	3,72 ¹⁰²
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,22
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	4,66
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	5,10

¹⁰¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,36 €/kVA.

¹⁰² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3,78 €/kVA.

Tableau 19 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part énergie

C1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,36	3,67	1,88	1,35

3.2.6.3 Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation à deux plages temporelles, les coefficients b et c à appliquer sont ceux du Tableau 20 et du Tableau 21 respectivement :

Tableau 20 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	6,84 ¹⁰³
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	7,23
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	7,67
Du 01/08/2020 au 01/07/2021	8,11

Tableau 21 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

C1 Heures pleines (c€/kWh)	C2 Heures creuses (c€/kWh)
3,89	2,38

3.2.6.4 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation à quatre plages temporelles, les coefficients b_1 , et c_i à appliquer sont ceux du Tableau 22 et du Tableau 23 respectivement :

¹⁰³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6,79 €/kVA.

Tableau 22 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	5,88 ¹⁰⁴
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	6,33
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	6,77
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	7,21

Tableau 23 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

C1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
5,63	3,25	1,31	0,98

3.2.6.5 Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation sans différenciation temporelle, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes, objectives et non discriminatoires d'estimation des flux d'énergie soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA. Les coefficients *b* et *c* à appliquer sont ceux du Tableau 24 et Tableau 25 ci-dessous.

Tableau 24 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

b (€/kVA/an)
58,56 ¹⁰⁵

¹⁰⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 5,89 €/kVA.

¹⁰⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 58,53 €/kVA.

Tableau 25 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
1,38

3.2.7 Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

3.2.7.1 Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du Tableau 26 :

Tableau 26 : alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 236,72	Liaisons aériennes : 882,94 Liaisons souterraines : 1 324,40

3.2.7.2 Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du Tableau 26 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du Tableau 26 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du Tableau 27 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 27 : alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,32
BT	6,58

Lorsque l'alimentation de secours est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du Tableau 26 ci-dessus et de la composante établie selon le barème Tableau 28 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

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

ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

Tableau 28 : alimentation de secours – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	8,20	1,77	65,80
HTB 1	HTA	2,85	1,77	23,36

3.2.8 Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTA et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite au paragraphe 3.2.4, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle des soutirages (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) (cf. 3.2.10) 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.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante :

$$CR = l * k * P_{Souscrite\ regroupée}$$

$P_{Souscrite\ regroupée}$, désigne la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés

l , désigne la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

Le coefficient k est défini par le Tableau 29 suivant :

Tableau 29 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,49 Liaisons souterraines : 0,71

3.2.9 Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

Pour les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA, les dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages des gestionnaires de réseaux publics de distribution sont prévues au paragraphe 3.2.7 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB. Dans ce cadre, les dispositions transitoires prévues au paragraphe 3.2.11 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB sont applicables au calcul de la composante annuelle des soutirages applicable au domaine de tension HTB 1.

3.2.9.1 Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle des soutirages (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion. Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite $P_{Souscrite}$.

$$CT = k * P_{Souscrite}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le Tableau 30 ci-dessous :

Tableau 30 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,20

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe 3.2.8. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

3.2.9.2 Compensation pour l'exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficie de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_2 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension $N+1$ et N définie au paragraphe 3.2.9.1.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} * CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} * (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$



3.2.9.3 Ecrêtement grand froid

Lors de chaque période de froid rigoureux, telle que définie ci-après, un gestionnaire de réseaux de distribution bénéficie de la part du gestionnaire de réseau public de distribution amont d'une exonération partielle ou totale de ses dépassements de puissance uniquement durant cette période et 24 heures après.

Une période est considérée comme une période de froid rigoureux lorsque, à une maille locale et au pas horaire, la température minimale constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie au niveau de chaque station météorologique par la 30^{ème} valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités objectives, transparentes et non-discriminatoires.

3.2.10 Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptage permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions des paragraphes 3.2.10.1 et 3.2.10.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

3.2.10.1 Flux de soutirage

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- jusqu'à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le Tableau 31 ci-dessus, pendant les heures de pointe et les heures pleines de saison haute ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le Tableau 31 ci-dessous :

Tableau 31 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	1,89
BT > 36 kVA	0,4	1,98

3.2.10.2 Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage, d'une part, à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT et, d'autre part, à fournir ou à absorber dans le domaine de tension HTA une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Dans le domaine de tension BT, pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA, l'énergie réactive absorbée est facturée selon le Tableau 32 ci-dessous.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée selon le Tableau 32 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le Tableau 32 ci-dessous l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par plage horaire.



Tableau 32 : composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89
BT > 36 kVA	1,98

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article L. 321-12 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le Tableau 33 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Tableau 33 : composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

3.2.11 Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public amont.

L'énergie réactive fournie au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée par point de connexion selon le Tableau 34 ci-dessous.

Les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics. Le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur à 0,4 et tient compte, par défaut, des valeurs historiques du rapport $tg \varphi$ constatées.

Tableau 34 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

À titre expérimental, et d'un commun accord, les gestionnaires de réseaux publics peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans ce paragraphe afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

3.2.12 Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

3.2.12.1 Dispositions transitoire relatives au domaine HTA

Les utilisateurs raccordés en HTA (ou les tiers autorisés par eux), ayant choisi avant l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT une formule tarifaire qui n'est pas reconduite dans le nouveau tarif, souscrivent une option tarifaire présente dans le TURPE 5 HTA-BT. A défaut de choix explicite de leur part, ces utilisateurs sont réputés avoir choisi une des formules tarifaires présentes dans le TURPE 5 HTA-BT, selon des règles d'équivalence déterminées par le GRD en concertation avec les acteurs de marché et rendues publiques par le GRD.

En l'absence de règles d'équivalence publiées par le GRD, les utilisateurs sont réputés avoir effectué les choix de formules tarifaires suivants :

Tableau 35 : Equivalence par défaut entre les options tarifaires TURPE 4 et TURPE 5 en HTA

Formule tarifaire TURPE 4	Formule tarifaire TURPE 5
Tarif concave	Tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation
Tarif à 8 plages temporelles	Tarifs à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation

De plus, pendant les quatre premiers à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT, les utilisateurs (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, pour chaque point de connexion, modifier leur option et version tarifaire sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix de formule tarifaire. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois (hors changement réalisé à l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT pour les utilisateurs ayant choisi avant l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT une formule tarifaire qui n'est pas reconduite dans le nouveau tarif). La date prise en compte est la date de réalisation du changement de formule tarifaire.

Les GRD fixent également des règles d'équivalence, rendues publiques, concernant les puissances souscrites, après avoir mené au préalable une concertation avec les acteurs de marché. A défaut de règles fixées par le GRD, les règles suivantes sont appliquées :

Tableau 36 : Equivalence par défaut entre puissances souscrites TURPE 4 et TURPE 5 en HTA

Puissance souscrite TURPE 4	Puissance souscrite TURPE 5
Puissance souscrite du tarif concave	Puissance souscrite de pointe
	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse
Puissance souscrite de pointe du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite de pointe
Puissance souscrite d'heures pleines de mars et novembre du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
Puissance souscrite d'heures creuses de mars et novembre du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
Puissance souscrite de juillet août du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse

L'application de ces règles d'équivalence ne modifie pas les règles s'appliquant aux modifications de puissance souscrite, et notamment le principe d'une définition de la puissance au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

3.2.12.2 Dispositions transitoire relatives au domaine BT > 36 kVA

Les utilisateurs raccordés en BT dont la puissance est supérieure à 36 kVA (ou les tiers autorisés par eux) souscrivent une option tarifaire présente dans la TURPE 5 HTA-BT. A défaut de choix explicite de leur part, ces



utilisateurs sont réputés avoir choisi une des formules tarifaires présentes dans le TURPE 5 HTA-BT, selon des règles d'équivalence déterminées par le GRD en concertation avec les acteurs de marché et rendues publiques par le GRD.

En l'absence de règles d'équivalence publiées par le GRD, les utilisateurs sont réputés avoir effectué les choix de formules tarifaires suivants :

Tableau 37 : Equivalence par défaut entre les options tarifaires TURPE 4 et TURPE 5 en BT > 36 kVA

Formule tarifaire TURPE 4	Formule tarifaire TURPE 5
Tarif à 5 plages temporelles longue utilisation	Tarif à 4 plages temporelles longue utilisation
Tarif à 4 plages temporelles moyenne utilisation	Tarifs à 4 plages temporelles courte utilisation

De plus, pendant les quatre premiers mois d'application des présentes règles tarifaires, les utilisateurs (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, pour chaque point de connexion, modifier leur version tarifaire sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix de version tarifaire. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois (hors changement réalisé à l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT). La date prise en compte est la date de réalisation du changement de formule tarifaire.

Les GRD fixent également des règles d'équivalence, rendues publiques, concernant les puissances souscrites, après avoir mené au préalable une concertation avec les acteurs de marché. A défaut de règles fixées par le GRD, d'une part, les puissances souscrites des utilisateurs ayant choisi un tarif TURPE 4 à quatre plages temporelles moyenne utilisation sont conservées lors du passage à un tarif TURPE 5 à quatre plages temporelles longue ou courte utilisation ; d'autre part, les règles suivantes sont appliquées pour les utilisateurs ayant choisi un tarif TURPE 4 à cinq plages temporelles longue utilisation :

Tableau 38: Equivalence par défaut entre les puissances souscrites TURPE 4 et TURPE 5 en BT > 36 kVA

Puissance souscrite TURPE 4	Puissance souscrite TURPE 5
Puissance souscrite d'heures pleines d'hiver du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
Puissance souscrite d'heures creuses d'hiver du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
Puissance souscrite d'heures pleines d'été du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
Puissance souscrite d'heures creuses d'été du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse

L'application de ces règles d'équivalence ne modifie pas les règles s'appliquant aux modifications de puissance souscrite, et notamment le principe d'une définition de la puissance au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

3.2.12.3 Dispositions transitoire relatives au domaine BT ≤ 36 kVA

Les utilisateurs raccordés en BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, à l'occasion de l'entrée en vigueur du TURPE 5, modifier une fois leur option tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

De plus, les utilisateurs raccordés en BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, dans les six mois suivants la première communication d'un compteur évolué, récemment posé, avec le système d'information du GRD, modifier une seule fois leur option et leur version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.



Les utilisateurs disposant d'un compteur évolué communicant à l'entrée en vigueur du TURPE 5 peuvent, durant les six mois suivant l'entrée en vigueur du TURPE 5, modifier leur option tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois (hors changement réalisé à l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT). Afin d'éviter un effet d'aubaine, cette disposition n'est toutefois pas applicable aux utilisateurs ayant souscrit un tarif à quatre plages temporelles dès l'entrée en vigueur du TURPE 5. La date prise en compte est la date de réalisation du changement de formule tarifaire.

Ces dispositions prévues pour les différents domaines de tension pourraient avoir pour conséquence une augmentation importante des demandes de changement d'option tarifaire sur une courte période. Certains gestionnaires de réseaux de distribution pourraient ainsi avoir besoin de délais supplémentaires pour effectuer le basculement de l'ensemble des utilisateurs concernés. Par suite, le délai standard de réalisation de la prestation de changement de formule tarifaire d'acheminement pourrait ne pas être respecté.

3.3 Tarif applicable à compter du 1^{er} août 2018

Chaque année N à compter de l'année 2018, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 34 présentés au paragraphe 3.2 évolue mécaniquement le 1^{er} août de l'année N . Cette évolution est différenciée en fonction des types de coefficients de la grille tarifaire, des domaines de tension et des puissances souscrites : 4 coefficients d'évolution annuelle différents, applicables à 4 catégories i de coefficients de la grille tarifaire, sont définis ci-après.

Chaque année N , les coefficients d'évolution annuelle sont définis comme la somme de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac, d'un facteur d'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et d'un coefficient spécifique à la catégorie i , reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire.

Les coefficients d'évolution annuelle de l'année N sont définis, pour $i = 1, 2, 3$ ou 4 , comme :

$$Z_{N,i} = IPC_N + K_N + S_i$$

- $Z_{N,i}$: coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août, pour la catégorie i , arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K_N : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre -2 % et +2 % ;
- S_i : coefficient d'évolution spécifique à la catégorie i , reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire, défini au paragraphe 3.3.1.

Les coefficients de la grille tarifaire applicable à compter du 1^{er} août de l'année N sont obtenus en multipliant chaque coefficient de la grille tarifaire définie au paragraphe 3.2 par un coefficient d'évolutions annuelles cumulées entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année N .

Les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année N , pour la catégorie i , sont calculés comme : $\prod_{n=2018}^N (1 + Z_{n,i})$.

Les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les pourcentages d'évolution annuelle $Z_{N,i}$ sont arrondis au centième de pourcent le plus proche ;
- les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année N ne sont pas arrondis ;
- après application des coefficients d'évolutions annuelles cumulées, les coefficients des composantes annuelles de gestion et de comptage, ainsi que ceux des parties proportionnelles à la puissance souscrite des composantes annuelles des soutirages, sont arrondis au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- les autres coefficients sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

3.3.1 Coefficients d'évolution spécifique reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire

Les coefficients d'évolution spécifique S_i reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire, ainsi que les coefficients de la grille tarifaire auxquels ils s'appliquent sont les suivants :

- $i = 1$
 - $S_1 = - 0,95 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b_i et c_i en HTA (tableaux 9 à 12) ;
 - coefficients relatifs à la composante des alimentations complémentaires et de secours en HTA (tableau 26 à 28) ;
- $i = 2$
 - $S_2 = - 0,38 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b_i et c_i en BT > 36 kVA (tableaux 13 et 14) ;
 - coefficients relatifs à la composante des alimentations de secours en BT > 36 kVA (tableau 27) ;
- $i = 3$
 - $S_3 = + 0,35 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b et c définissant la composante de soutirage de l'option longue utilisation en BT ≤ 36 kVA (tableaux 24 et 25) ;
- $i = 4$
 - $S_4 = 0 \%$
 - coefficients concernés :
 - tous les autres coefficients de la grille tarifaire (tableaux 1 à 8, 15 à 23, 29 à 34).

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

Le solde du CRCP du TURPE 5 HTA-BT d'Enedis, au 1^{er} janvier 2017, est égal à l'opposé de la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT et le montant provisoire, égal à 78,7 M€, pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT.

Chaque année N à compter de l'année 2018, le solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année $N-1$;
- et de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année $N-1$ et les recettes tarifaires perçues par Enedis.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ au taux sans risque de 2,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

3.3.3 Calcul du coefficient K_N en vue de l'apurement du solde du CRCP

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

Le coefficient K_N est calculé de manière à égaliser le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N et les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier de l'année N au 31 juillet de l'année $N+1$.

Les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier de l'année N au 31 juillet de l'année $N+1$ sont estimés, lors du calcul de l'évolution annuelle, comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période. Ces recettes prévisionnelles sont obtenues en divisant les trajectoires de recettes présentées ci-après par les évolutions prévisionnelles cumulées (IPC prévisionnel et $K_n = 0$, pour n compris entre 2018 et N) puis en les multipliant par les évolutions tarifaires réalisées cumulées (IPC réalisé et K_n réalisés, pour n compris entre 2018 et N) ;

- les recettes prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée sur cette période. Ces recettes prévisionnelles sont obtenues en divisant les trajectoires de recettes présentées ci-après par les évolutions prévisionnelles cumulées (IPC prévisionnel et $K_n = 0$, pour n compris entre 2018 et N) puis en les multipliant par les évolutions tarifaires prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée cumulées (IPC réalisé et $K_n = 0$, pour n compris entre 2018 et N).

Pour le calcul des apurements prévisionnels, les valeurs de référence des recettes tarifaires prévisionnelles sont les suivantes :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021
Evolution tarifaire prévisionnelle au 1 ^{er} août	1,08%	1,26%	1,40%	
Recettes tarifaires prévisionnelles 1 ^{er} janvier – 31 juillet	7 763	7 880	8 037	8 152
Recettes tarifaires prévisionnelles 1 ^{er} août – 31 décembre	5 605	5 699	5 821	

3.3.4 Revenu autorisé calculé ex post de l'année N^{106}

Pour chaque année N à compter de l'année 2017, le revenu autorisé calculé ex post est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées ;
 - les charges de capital incitées « hors réseaux » ;
 - les autres charges de capital ;
 - la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
 - les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis ;
 - les charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport ;
 - les charges relatives aux pertes ;
 - les charges relatives aux impayés correspondant au TURPE ;
 - les charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE ;
 - les charges relatives aux redevances de concession ;
 - les charges relatives à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
 - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
 - l'écart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
 - les montants déterminés par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué ;
- à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
 - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky ;
 - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
- de laquelle est retranchée l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT ;

¹⁰⁶ Lors du calcul effectué l'année $N+1$ pour déterminer le coefficient d'évolution K_{N+1}

- et de laquelle sont retranchés les montants imputés au CRL du projet Linky.

Pour l'année 2020, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

3.3.5 Postes de charges retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé

3.3.5.1 Charges nettes d'exploitation incitées

Les charges nettes d'exploitation incitées retenues pour le calcul *ex post* du revenu autorisé correspondent aux charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique prises en compte pour le TURPE 5 HTA-BT, à l'exception des contributions au titre du raccordement, de la valeur nette comptable des immobilisations démolies, des charges relatives aux redevances de concession, aux contributions d'Enedis au FPE et aux impayés. Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	4 643	4 694	4 734	4 743
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	613	635	658	687
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	-61	-62	-64	-65
Redevances de concession	-304	-316	-331	-340
Contributions d'Enedis au FPE	-170	-170	-170	-170
Impayés correspondant au paiement du TURPE	-88	-90	-87	-87
Charges nettes d'exploitation incitées	4 633	4 691	4 740	4 768

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année *N-1* :

	2017	2018	2019	2020
Inflation prévisionnelle entre l'année <i>N-2</i> et l'année <i>N-1</i>	0,40 %	1,08 %	1,26 %	1,40 %

- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année *N-1*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année civile *N-1* et la valeur moyenne du même indice sur l'année civile 2015, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE).

3.3.5.2 Charges de capital incitées « hors réseaux »

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux valeurs de référence présentées ci-après des charges de capital relatives aux actifs « véhicules », « immobilier » et « systèmes d'information » à l'exception des applications SI « hors socle » détaillées en annexe 4.

Les montants retenus sont égaux aux valeurs de référence suivantes :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Valeurs de référence pour les charges de capital incitées « hors réseaux »	209	202	208	219

3.3.5.3 Autres charges de capital

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges de capital, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital incitées « hors réseaux ». Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'Enedis ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'Enedis.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital non incitées	3 862	4 119	4 361	4 580

3.3.5.4 Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la valeur nette comptable des immobilisations démolies.

3.3.5.5 Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis.

3.3.5.6 Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport.

3.3.5.7 Charges relatives aux pertes

A compter de l'année 2017, pour une année *N* donnée, l'incitation annuelle au titre de la compensation des pertes correspond à 20 % de la différence entre le montant annuel de référence P_N et les charges réelles supportées par Enedis, pour la compensation des pertes de l'année *N*. Elle est plafonnée à +/- 40 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et les années suivantes sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année *N* est égal à la somme :

- des charges relatives aux pertes, effectivement supportées par Enedis au cours de l'année *N* ;
- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-1*, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- au titre de l'année *N-2* (ou d'une année antérieure), des écarts entre le montant de l'incitation annuelle pour cette année, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Le montant annuel de référence des pertes de l'année *N*, P_N , est calculé selon la formule suivante :

$$P_N = V_N * PU_N$$

Où :

- V_N est le volume annuel de référence de l'année *N*, en MWh ;
- PU_N est le prix unitaire de référence de l'année *N*, en €/MWh.

Volume annuel de référence V_N

Le volume annuel de référence brut de pertes au pas demi-horaire est obtenu en appliquant un polynôme de pertes aux injections de RTE constatées au pas demi-horaire. Les coefficients de ce polynôme sont donnés dans le tableau suivant :

a (MW de pertes)	7,302 x 10 ²
b (MW de pertes/MW injecté)	8,793 x 10 ⁻³
c (MW de pertes/(MW injecté) ²)	9,422 x 10 ⁻⁷

A titre illustratif, pour une demi-heure donnée, 20 000 MW d'injections de RTE conduiraient à des pertes pour cette demi-heure de :

$$a + b * 20\ 000 + c * 20\ 000^2 = 1\ 283\ \text{MW}$$

Soit 1283 MW pendant une demi-heure, donc 641 MWh.

Le volume de référence brut annuel est égal à la somme sur l'ensemble de l'année des volumes de référence bruts demi-horaires.

Le volume de référence brut annuel est corrigé pour prendre en compte l'effet de l'augmentation prévisionnelle des injections totales hors RTE, et notamment du développement de la production décentralisée au cours de la période TURPE 5, qui se traduira par une hausse de l'ordre de 0,2 TWh/an du volume de pertes. Les quantités suivantes sont donc ajoutées au volume de référence brut annuel :

TWh	2017	2018	2019	2020
Correction du volume de référence brut pour tenir compte d'augmentation des injections totales hors RTE (cor_vol _N)	+ 0,2	+ 0,4	+ 0,6	+ 0,8

Le volume ainsi obtenu est ensuite corrigé pour prendre en compte les effets du déploiement de Linky, selon la formule suivante :

$$\text{Réduction de pertes due à Linky} = \text{volume de pertes} * 0,12 * \text{taux de compteurs évolués posés au } 31/12/N-1$$

A titre illustratif pour l'année 2018, avec un volume de pertes de référence brut annuel, calculé par addition des volumes cibles demi-horaires, de 24,4 TWh, un correctif de + 0,4 TWh et un taux de déploiement des compteurs évolués de 20 % au 31 décembre de l'année 2017, la réduction due à Linky serait de 0,6 TWh.

Dans cet exemple, le volume de référence V_{2018} finalement retenu serait donc de 24,2 TWh.

Le volume de référence annuel est ainsi défini par la formule suivante :

$$V_N = \left[\sum_i^n (a + b * injRTE_i + c * injRTE_i^2) * \frac{1}{2} + cor_vol_N \right] * (1 - 0,12 * \%Linky_{31/12/N-1})$$

Où :

- n est le nombre de demi-heures dans l'année N ;
- a, b, c sont les coefficients du polynôme de pertes dont les valeurs sont indiquées ci-dessus ;
- $injRTE_i$ sont les injections de RTE sur le réseau de Enedis constatées pour la demi-heure i ;
- cor_vol_N est la correction du volume de référence brut annuel pour tenir compte de l'augmentation de la production décentralisée hors RTE au titre de l'année N , fixé dans le tableau ci-dessus ;
- $\%Linky_{31/12/N-1}$ est le taux de compteurs évolués posés au 31 décembre $N-1$.



Prix unitaire de référence PU_v

Le prix unitaire de référence des pertes est égal au prix moyen d'un panier de produits comprenant des produits « à moyen terme » et des produits « à court terme ». Le panier de produits retenu permet de couvrir une courbe de charge des pertes à la maille horaire. Cette courbe de charge est définie à partir, d'une part, du volume annuel de référence des pertes, et, d'autre part, de la forme de la courbe de charges des pertes d'Enedis retenue pour le processus « Ecart » de la Recoflux.

Le panier de produits « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle.

Un prix de référence est retenu pour chaque produit « à moyen terme » (à l'exception du produit annuel base).

Pour le produit annuel base, le prix de référence tient compte des prix de marché et du prix de l'ARENH, pour refléter la possibilité qu'a le GRD d'arbitrer en fonction de l'évolution des prix de l'ARENH, des prix de marché et des prix de garantie de capacité, tout en prenant en compte des contraintes de liquidité.

Le panier de produits « à court terme » se compose des produits *day-ahead* et hebdomadaires.

Un prix unitaire de référence brut est ainsi calculé comme la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier¹⁰⁷. Ce prix unitaire de référence brut ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments comme par exemple :

- les frais de transaction ;
- les effets d'une liquidité imparfaite du marché ;
- l'existence d'écarts pour le responsable d'équilibre des pertes ;
- les biais éventuels inhérents à la modélisation du prix de référence (corrélation entre plusieurs risques notamment).

Le prix unitaire de référence brut est donc majoré d'un coefficient reflétant ces phénomènes.

Les coûts liés aux soutirages physiques du gestionnaire de réseaux en tant que responsable d'équilibre sont également pris en compte à travers la valeur applicable du coefficient *c*, qui est défini dans les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre en vigueur.

Le détail du calcul du prix unitaire de référence est précisé dans une annexe confidentielle au présent document.

Pour l'année 2017, le prix unitaire de référence est égal au prix moyen des achats réalisés par Enedis.

3.3.5.8 Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des charges et des produits de l'année *N* au titre de la prise en charge par Enedis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché ou de tarifs réglementés de vente.

3.3.5.9 Charges relatives aux contributions d'Enedis dans le cadre du FPE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des dotations et des contributions versées ou perçues par Enedis l'année *N* au titre du fonds de péréquation de l'électricité. Ces contributions comprennent les montants des reversements résultant de l'application des formules normatives du mécanisme de FPE et, le cas échéant, les reversements déterminés par la CRE à partir des coûts réellement exposés, pour tout GRD desservant plus de 100 000 clients en ayant fait la demande, y compris EDF SEI.

Pour l'année 2017, le reversement d'Enedis à EDF SEI est maintenu égal à 152 M€, soit le montant déjà fixé à l'occasion du TURPE 4 HTA-BT pour cette même année. Le niveau de reversement d'Enedis à EDF SEI pour les années 2018 et suivantes sera déterminé ultérieurement.

3.3.5.10 Charges relatives aux redevances de concession

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des redevances de concessions versées par Enedis l'année *N* aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité.

3.3.5.11 Charges relatives à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des rémunérations des fournisseurs par Enedis au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de

¹⁰⁷ Pour les années 2018 et 2019, ce prix de référence brut prend également en compte les prix constatés pour tous les volumes achetés par Enedis avant le 24 octobre 2016.

l'année *N* correspond aux versements effectués l'année *N* au titre de la gestion des clients en contrat unique pour des périodes postérieures au 1^{er} janvier 2017.

3.3.5.12 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

Enedis peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du TURPE. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges d'exploitation ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul *ex post* du revenu autorisé sont déterminés par la CRE.

3.3.5.13 Ecart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2017-2020 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT.

L'année *N*, l'écart annuel retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est le suivant :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Écarts prévisionnels entre les recettes et les charges	32	-14	-37	18

3.3.6 Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé

3.3.6.1 Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux recettes effectivement perçues par Enedis pour l'année *N* au titre des contributions liées au raccordement.

3.3.6.2 Écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par Enedis pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 19 octobre 2016 portant projet de décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité;
- les recettes qu'aurait perçues Enedis pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 19 octobre 2016 portant projet de décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

3.3.6.3 Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué

La CRE demande à Enedis de lui faire part de tout nouveau contrat relatif au comptage évolué qui serait conclu entre le groupe EDF et des tiers pendant la période TURPE 5.

Dans le cas où les recettes qui en découleraient seraient significatives, la question de leur partage entre les utilisateurs du réseau et Enedis pourrait être posée. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 5, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats.

Les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé calculé *ex post* sont ceux définis par la CRE, le cas échéant, au titre d'un tel partage.

3.3.7 Incitations financières au titre de la régulation incitative

3.3.7.1 Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Les investissements concernés par le mécanisme de régulation incitative sont regroupés en 20 catégories définissant les cinq natures d'ouvrages suivantes :



- ouvrages de réseau HTA souterrain ;
- ouvrages de réseau BT souterrain ;
- ouvrages de réseau BT aérien ;
- branchements secs consommateurs ≤ 36 kVA ;
- branchements secs producteurs ≤ 36 kVA ;

ainsi que les quatre zones de densité urbaine suivantes :

- zone 1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants ;
- zone 2 : agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants ;
- zone 3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants hors communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne ;
- zone 4 : communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne.

Au sein de chacune de ces catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe B_i (qui dépend de la catégorie d'ouvrage i mais pas de l'année de mise en service) ;
- le cas échéant (pour les ouvrages hors branchements), une part variable en fonction de la longueur de l'ouvrage concerné A_i (qui dépend de la catégorie d'ouvrage i mais pas de l'année de mise en service) ;
- pour les branchements, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des branchements CB_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type de branchement) ;
- pour les autres ouvrages de réseau, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des ouvrages de réseau hors branchement CR_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type d'ouvrage).

Les valeurs des paramètres A_i , B_i et CB_N et CR_N pour les années 2012 à 2014 sont déterminées par régression à partir des coûts et des caractéristiques techniques des investissements mis en service entre 2012 et 2014. Les valeurs des paramètres CB_N et CR_N pour les années 2015 à 2020, qui définissent les cibles d'évolution des coûts unitaires d'investissements, sont définies dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

Pour une année N donnée, le coût total modélisé M_N des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisé :

$$M_N = CB_N * \sum_{i \in B} (B_i * nb_{i,N}) + CR_N * \sum_{i \in R} (A_i * L_{i,N} + B_i * nb_{i,N})$$

Où :

- B représente l'ensemble des 8 catégories de branchements ;
- R représente l'ensemble des 12 catégories d'ouvrages de réseau hors branchements ;
- $nb_{i,N}$ désigne le nombre d'ouvrages de la catégorie i mis en service l'année N ;
- $L_{i,N}$ désigne la longueur totale des ouvrages de la catégorie i mis en service l'année N .

A compter de l'année 2017, pour une année N donnée, l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service l'année N et le coût total modélisé M_N de ces mêmes ouvrages. Elle est plafonnée à +/- 30 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année N est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année $N-1$, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année $N-2$, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

3.3.7.2 Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'Enedis

Le montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Linky », telles que définies par la

délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis¹⁰⁸.

3.3.7.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD et EDF SEI. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Les listes des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation des GRD définis pour le TURPE 5 HTA-BT, y compris le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, figurent en annexe 3 de la présente délibération.

Les indicateurs d'Enedis relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2017.

Le mécanisme de suivi de la continuité d'alimentation des GRD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme :

- dans la limite globale de ± 83 M€, de la somme des quatre incitations financières définies au paragraphe 3.1 de l'annexe 3 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par Enedis l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2 de l'annexe 3, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 80 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 80 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

3.3.7.4 Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2017. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par Enedis à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service des GRD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les listes des indicateurs de qualité de service d'Enedis, des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI définis pour le TURPE 5 HTA-BT figurent en annexe 2 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1.1 de l'annexe 2.

3.3.8 Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT

Le montant retenu au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT pour chaque année *N* est le suivant :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	21	21	21	21

¹⁰⁸ 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

3.3.9 Compte régulé de lissage relatif au projet Linky

Chaque année, les montants imputés au compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky sont déduits pour le calcul du revenu autorisé ex post. Les montants correspondants sont les suivants :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Montants imputés au CRL	201	275	304	294

3.3.10 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les montants de référence pour les dépenses de R&D pris en compte pour l'élaboration du tarif TURPE 5 sont les suivants (y compris dépenses relatives aux projets « Smart grids » et minoré des subventions) :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Charges d'exploitation de R&D	56,3	56,3	56,4	55,5

Les dépenses de R&D prévues mais non engagées en fin de période tarifaires seront déduites du revenu autorisé d'Enedis en 2020. Ainsi, la CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par Enedis dans des projets de R&D, et restituera aux utilisateurs l'écart entre la trajectoire prévisionnelle d'une part et la trajectoire réalisée minorée des subventions d'autre part, si celui-ci est positif.

Enedis transmettra à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire *N*, un bilan au titre de l'année *N-1*, qui pourra faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par Enedis dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Un bilan annuel des projets de R&D d'Enedis sera transmis par Enedis à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire, au titre de l'année précédente incluant notamment les éléments suivants :

- une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- les montants dépensés sur l'année écoulée ;
- les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- les soutiens et subventions perçus.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

ANNEXE 1 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES LE 1ER AOUT 2017**1. Composante annuelle de gestion (CG)****1.1. Composante annuelle de gestion****Tableau 1 : Composante annuelle de gestion**

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	200,00 € + C _{CARD}	200,00 € + R _{fournisseur}
BT > 36 kVA	100,00 € + C _{CARD}	100,00 € + R _{fournisseur}
BT ≤ 36 kVA	7,00 € + C _{CARD}	7,00 € + R _{fournisseur}

1.2. Composante annuelle de gestion temporaire**Tableau 2 : Composante annuelle de gestion temporaire**

CG temporaire (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	429,96	200,04 ¹⁰⁹
BT > 36 kVA	200,04	99,96 ¹¹⁰
BT ≤ 36 kVA	12,96	6,96 ¹¹¹

1.3. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs**Tableau 3 : Composante de gestion des autoproducteurs**

CG (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	300,00 + C _{CARD HTA} + R _{f HTA} /2
BT > 36 kVA	150,00 + C _{CARD BT > 36 kVA} + R _{f BT > 36 kVA} /2
BT ≤ 36 kVA	10,50 + C _{CARD BT ≤ 36 kVA} + R _{f BT ≤ 36 kVA} /2

¹⁰⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 200 €¹¹⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 100 €¹¹¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 7 €

1.4. Composante annuelle de gestion temporaire des autoproducteurs

Tableau 4 : Composante de gestion temporaire des autoproducteurs

CG temporaire (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	530,04
BT > 36 kVA	249,96
BT ≤ 36 kVA	16,56

2. Composante annuelle de comptage (CC)

2.1. Utilisateurs sans dispositif de comptage

Tableau 5 : Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,32

2.2. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Tableau 6 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	534,48
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	414,60
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ¹¹²	19,80

¹¹² 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.

2.3. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 7 : Composante annuelle de comptage – Dispositif de comptage propriété des utilisateurs

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	161,64
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	147,96
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,36

3. Composante annuelle des injections (CI)

Tableau 8 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

4. Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA

4.1. Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe fixe

Tableau 9 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – courte utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 2,59	b ₂ = 2,32	b ₃ = 1,96	b ₄ = 1,78	b ₅ = 0,93
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 3,03	c ₂ = 2,85	c ₃ = 2,05	c ₄ = 1,90	c ₅ = 1,15

Tableau 10 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe –longue utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 15,88	b ₂ = 15,34	b ₃ = 12,94	b ₄ = 8,52	b ₅ = 1,63
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 2,77	c ₂ = 2,08	c ₃ = 1,30	c ₄ = 0,96	c ₅ = 0,85

4.2. Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe mobile

Tableau 11 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – courte utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 3,17	b ₂ = 2,23	b ₃ = 1,96	b ₄ = 1,78	b ₅ = 0,93
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,04	c ₂ = 2,73	c ₃ = 2,05	c ₄ = 1,90	c ₅ = 1,15

Tableau 12 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – longue utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 18,25	b ₂ = 16,97	b ₃ = 12,94	b ₄ = 8,52	b ₅ = 1,63
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 3,17	c ₂ = 1,91	c ₃ = 1,30	c ₄ = 0,96	c ₅ = 0,85

4.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

5. Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT >36 kVA

5.1. Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 13 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles- courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 9,99$	$b_2 = 5,13$	$b_3 = 3,74$	$b_4 = 1,13$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,81$	$c_2 = 2,95$	$c_3 = 2,18$	$c_4 = 1,79$

5.2. Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tableau 14 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles- longue utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 18,34$	$b_2 = 10,92$	$b_3 = 8,95$	$b_4 = 3,71$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,18$	$c_2 = 2,81$	$c_3 = 1,89$	$c_4 = 1,74$

5.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tableau 15 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

α (€ / h)
9,65



6. Composante annuelle de soutirages (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

6.1. Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - courte utilisation

Tableau 16 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	4,32 ¹¹³
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,80
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	5,24
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	5,68

Tableau 17 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

C (c€/kWh)
3,67

6.2. Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation avec différenciation temporelle à quatre classes temporelles

Tableau 18 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2017 au 31/08/2018	3,72 ¹¹⁴
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,22
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	4,66
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	5,10

¹¹³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,36 €/kVA.

¹¹⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3,78 €/kVA.



Tableau 19 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part énergie

C1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,36	3,67	1,88	1,35

6.3. Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation

Tableau 20 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	6,84 ¹¹⁵
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	7,23
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	7,67
Du 01/08/2020 au 01/07/2021	8,11

Tableau 21 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

C1 Heures pleines (c€/kWh)	C2 Heures creuses (c€/kWh)
3,89	2,38

¹¹⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6,79 €/kVA.

6.4. Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - moyenne utilisation

Tableau 22 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	5,88 ¹¹⁶
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	6,33
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	6,77
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	7,21

Tableau 39 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

C ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
5,63	3,25	1,31	0,98

6.5. Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - longue utilisation

Tableau 24 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

b (€/kVA/an)
58,56 ¹¹⁷

Tableau 25 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
1,38

¹¹⁶ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 5,89 €/kVA.

¹¹⁷ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 58,53 €/kVA.

7. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs)

7.1. Alimentations complémentaires

Tableau 26 : alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 236,72	Liaisons aériennes : 882,94 Liaisons souterraines : 1 324,40

7.2. Alimentations de secours

Tableau 27 : alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,32
BT	6,58

Tableau 28 : alimentation de secours – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	8,20	1,77	65,80
HTB 1	HTA	2,85	1,77	23,36

8. Composante de regroupement (CR)

Tableau 29 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,49 Liaisons souterraines : 0,71

9. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

9.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 30 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,20

10. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

10.1. Flux de soutirage

Tableau 31 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $\text{tg } \phi_{\text{max}}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	1,89
BT > 36 kVA	0,4	1,98

10.2. Flux d'injection

Tableau 32 : composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89
BT > 36 kVA	1,98

Tableau 33 : composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

11. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Tableau 34 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

12. Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

12.1. Dispositions transitoire relatives au domaine HTA

Tableau 35 : Equivalence par défaut entre les options tarifaires TURPE 4 et TURPE 5 en HTA

Formule tarifaire TURPE 4	Formule tarifaire TURPE 5
Tarif concave	Tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation
Tarif à 8 plages temporelles	Tarifs à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation

Tableau 36 : Equivalence par défaut entre puissances souscrites TURPE 4 et TURPE 5 en HTA

Puissance souscrite TURPE 4	Puissance souscrite TURPE 5
Puissance souscrite du tarif concave	Puissance souscrite de pointe
	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse
Puissance souscrite de pointe du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite de pointe
Puissance souscrite d'heures pleines de mars et novembre du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
Puissance souscrite d'heures creuses de mars et novembre du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
Puissance souscrite de juillet août du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse

12.2. Dispositions transitoire relatives au domaine BT > 36 kVA

Tableau 37 : Equivalence par défaut entre les options tarifaires TURPE 4 et TURPE 5 en BT > 36 kVA

Formule tarifaire TURPE 4	Formule tarifaire TURPE 5
Tarif à 5 plages temporelles longue utilisation	Tarif à 4 plages temporelles longue utilisation
Tarif à 4 plages temporelles moyenne utilisation	Tarifs à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 38: Equivalence par défaut entre les puissances souscrites TURPE 4 et TURPE 5 en BT > 36 kVA

Puissance souscrite TURPE 4	Puissance souscrite TURPE 5
Puissance souscrite d'heures pleines d'hiver du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
Puissance souscrite d'heures creuses d'hiver du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
Puissance souscrite d'heures pleines d'été du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
Puissance souscrite d'heures creuses d'été du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse

ANNEXE 2 : INDICATEURS RELATIFS A LA QUALITE DE SERVICE

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission par les gestionnaires de réseaux de distribution à la CRE d’autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s’opposent pas à la transmission aux acteurs du marché d’indicateurs relatifs à la qualité de service, notamment dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Distribution Electrique (CURDE).

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE demande à chaque gestionnaire de réseau de distribution de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

1. Enedis

Cette partie de l’annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service d’Enedis ainsi que les incitations financières correspondantes définis pour le TURPE 5 HTA-BT. Concernant les rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et les mises à disposition du raccordement non réalisées à la date convenue avec l’utilisateur, le versement des pénalités prévues par le TURPE 5 HTA-BT ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

En complément du suivi de ces indicateurs, Enedis fera un point annuel dans son rapport *ad hoc* relatif à la qualité de service sur :

- la disponibilité du portail SGE, des webservices, du portail internet clients ;
- les retards de mise à jour du portail SGE ;
- la mise à disposition dans les temps des flux utiles à la facturation ;
- le délai de traitement et les refus des demandes faites par les fournisseurs à travers SGE ;
- la neutralité statistique des index estimés ;
- le taux d’échec de transmission des ordres tarifaires, notamment concernant le déclenchement d’une période de pointe mobile.

La CRE demande à Enedis de travailler, dans le cadre du groupe de travail électricité (GTE), à l’extension des garanties du portail en termes de fonctionnalités, notamment l’accès à un portail le week-end pour la prise de rendez-vous, et de canaux efficaces (webservices, demandes en masse etc.).

1.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d’Enedis donnant lieu à incitation financière

1.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis

Calcul	<i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d’une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d’utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous 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 - La définition et les niveaux d’objectif et d’incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l’ensemble de la période tarifaire TURPE 5
Date de mise en œuvre	- Automatisation mise en œuvre depuis le 1 ^{er} janvier 2015

1.1.2. Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client

Calcul	<i>Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M réalisées à date demandée par le client (si le délai demandé est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M</i>
Périmètre	- Toutes mises en service avec déplacement sur installation existante clôturées dans le mois, hors MES express
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 : 89 %
Incitations	- Pénalités : (33 € 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 MES avec déplacement au cours de l'année - Bonus : (33 € 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 MES avec déplacement au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 4,4 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

1.1.3. Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre :

Calcul	<i>Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou auto-relevés au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement - Compteurs électricité uniquement
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 2017 au 31 décembre 2017 : 95,1 % o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 95,1 % o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 96 % o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 97 %
Incitations	- Pénalités : 160 k€ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 160 k€ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 7,8 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

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

Calcul	<i>Taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis pour la semaine S-2 en semaine S</i>
Périmètre	Courbes de mesure (CdM) suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 2 500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 2 500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 150 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

1.1.5. Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	<i>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</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou <i>via</i> les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 : 90 % o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 91 % o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 92 % o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 93 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € 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 - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

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

Calcul	<i>Nombre de réclamations pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	1 ^{er} janvier 2014

1.1.7. Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

Calcul	<u>Nombre de mise à disposition de raccordements durant le mois M dans le délai convenu/Nombre de mise à disposition de raccordements 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 2017 au 31 décembre 2018 : 89 % o Du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2020 : 90 % <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 2017 au 31 décembre 2017 : 76 % o Du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 86 % o Du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 88 % o Du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 90 %
Incitations	<p><u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (182 € 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 raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (182 € 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 raccordements 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 : (545 € 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 raccordements BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (545 € 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 raccordements 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

1.1.8. Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client

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 2017 au 31 décembre 2017 : 73 % o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 85 % o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 88 % o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 90 % <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 2017 au 31 décembre 2017 : 85 % o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 88 % o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 89 % o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 90 %
Incitations	<p><u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (121 € 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 : (121 € 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 : (363 € 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 : (363 € 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

1.1.9. Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur

Calcul	<p><i>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</i></p> <p><i>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</i></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 - Bonus : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 1,75 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009



1.1.10. Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

Calcul	<u>Somme des « Redressements Avoirs Factures » pour motif « Redressement d'index » hors source « Fraude » émis durant le mois / Somme des relevés du mois</u>
Périmètre	- Tous compteurs relevés
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 : 0,4 %
Incitations	- Pénalités : 10 000 € par année calendaire par centième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 10 000 € par année calendaire par centième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 400 k€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

1.1.11. Energie calée et normalisée en Recotemp

Calcul	<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>
Périmètre	- Consommation profilée de tous les responsables d'équilibre
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o 2018 (RT 13) : 4,57 % o 2019 (RT 14) : 4,37 % o 2020 (RT 15) : 4,17 % o 2021 (RT 16) : 3,97 %
Incitations	- Pénalités : 250 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 250 000 € par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 2 500 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5
Date de mise en œuvre	1 ^{er} Octobre 2018

1.1.12. Ecart au périmètre d'équilibre d'Enedis

Calcul	<u>Volume annuel des écarts imputables au périmètre d'équilibre d'Enedis</u>
Périmètre	- Périmètre d'équilibre d'Enedis
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : 4% du volume des pertes constatées
Incitations	- Si le volume des écarts est supérieur à 4% des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, l'écart de charges liées à la compensation des pertes ne

	tiendra compte des charges de règlement des écarts que dans la limite de 4 % du volume des pertes constatées
Date de mise en œuvre	1 ^{er} Octobre 2018

1.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis

1.2.1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis	Nombre de rendez-vous replanifiés par le GRD (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017

1.2.2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs	Nombre de réclamations envoyées directement par les utilisateurs au GRD durant le trimestre.	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
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	1 ^{er} janvier 2017
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	Déjà mis en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 60 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	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations multiples filtré	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation / nombre total de réclamations	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations multiples non filtré	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un type de réclamation différent / nombre total de réclamations	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
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	1 ^{er} janvier 2017

1.2.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un	Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec un temps d'attente inférieur à 120 secondes sur la ligne « af-	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017

temps d'attente inférieur à 120 secondes	faibles 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		
--	---	--	--

1.2.4. Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
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	1 ^{er} janvier 2017

1.2.5. Indicateurs relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation des travaux	Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation de l'étape entre la date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et l'ordre de service de la commune le cas échéant, et la date réelle de mise à disposition pour toutes les affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre mais adaptation des tranches de délai
Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais de réalisation des travaux de raccordement pour toutes les affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre / Nombre total d'affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre

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	Déjà mis en œuvre
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai de réalisation du raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre

1.2.6. Indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique

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	1 ^{er} octobre 2017
Energie Non Affectée en Recotemp	Volume annuel d'Energie Non Affectée en Recotemp	Annuelle	1 ^{er} octobre 2018

2. Entreprises locales de distribution desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI ainsi que les incitations financières correspondantes définis pour le TURPE 5 HTA-BT.

2.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service donnant lieu à incitation financière

2.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	<u>Nombre rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014



2.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD desservant plus de 100 000 clients ou d'EDF SEI.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	<p>Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement - Relève et facturation de l'acheminement 	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
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	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017

ANNEXE 3 : REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE 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.

En complément, la CRE demande aux différents GRD de lui transmettre des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d'alimentation (prise en compte des différentes zones géographiques¹¹⁸ aussi bien que des densités de population).

1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictueuses ;
- 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	- Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures - En cas de coupure de plus 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental - En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux géré 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	- 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

¹¹⁸ Dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les zones géographiques correspondent à chacun des territoires.



	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure <p><i>Les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10% de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.</i></p>
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2017

3. Enedis

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 5 HTA-BT.

3.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

3.1.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	<p><i>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.</i></p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{119} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
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 2017 au 31 décembre 2017 : 65 minutes o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 64 minutes o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 63 minutes o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 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

3.1.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	<p><i>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.</i></p>
---------------	--

¹¹⁹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

	$DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{120} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 : 45,7 minutes o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 45,4 minutes o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 45,1 minutes o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 44,8 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $5,9 \text{ M€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

3.1.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

Calcul	<p>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> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{121} \text{ et brèves}^{122} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- FMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (FMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 : 2,68 coupures par an o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 2,52 coupures par an o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 2,36 coupures par an o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 2,20 coupures par an
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $4 \text{ M€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

3.1.4. Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

Calcul	<p>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</p>
---------------	---

¹²⁰ Ibid.

¹²¹ Ibid.

¹²² Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.



	<p>par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{123} \text{ et brèves}^{124} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
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
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (FMC_{Nref}^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 : 2,89 coupures par an o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 2,70 coupures par an o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 2,51 coupures par an o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 2,32 coupures par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - 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

3.2. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, Enedis transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT toutes causes confondues	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
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	Déjà mis en œuvre
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA toutes causes confondues	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017

¹²³ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹²⁴ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
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	1 ^{er} janvier 2017
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
Le nombre moyen par client d'excursions de tension ¹²⁵ pour les clients disposant d'un compteur évolué, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
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	1 ^{er} janvier 2017
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	1 ^{er} janvier 2017 pour la HTA - 1 ^{er} janvier 2018 pour la BT

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, Enedis transmet en complément à la CRE les valeurs annuelles des indicateurs susmentionnés ainsi que le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT, d'une part, et en HTA, d'autre part, au 31 décembre de l'année précédente.

4. Entreprises locales de distribution desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI définis pour le TURPE 5 HTA-BT

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI transmettent à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle	En fonction du développement des SI des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI
La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle	En fonction du développement des SI des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de	Trimestrielle	En fonction du développement des SI des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI

¹²⁵ 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.

consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.		
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle	En fonction du développement des SI des ELD desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI

ANNEXE 4 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES DE CAPITAL « HORS RESEAUX »

Comme présenté au paragraphe 1.3.1.2, la CRE introduit pour la période TURPE 5 un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

Ce mécanisme incite Enedis à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information.

Pour ce qui relève des systèmes d'information, certains projets sont exclus du périmètre incité. Il s'agit des projets « GINKO / CINKE / STM » (notamment nouveaux investissements en lien avec la refonte de la chaîne client C5), « Interfaces Clients et Services de Données », « Linky » et « Programme SmartGrid ».

La liste des applications associées à ces projets et pour lesquelles des dépenses ont été engagées au 31 décembre 2015 est la suivante :

Application	Projet associé
IE - Contribution STM - Capex	GINKO/ CINKE/ STM
SIDECAR - ePURE V1.0	GINKO/ CINKE/ STM
SIDECAR V 3.2 GINKO	GINKO/ CINKE/ STM
SIDECAR V 4.0 GINKO	GINKO/ CINKE/ STM
Sidecar V2.5 - contribution GINKO	GINKO/ CINKE/ STM
STM V1.0	GINKO/ CINKE/ STM
Tamaris V2.4	GINKO/ CINKE/ STM
TUBE V1.1	GINKO/ CINKE/ STM
Ginko V1.0	GINKO/ CINKE/ STM
Cinke Pilotage v0.5	GINKO/ CINKE/ STM
Cinke V2.0	GINKO/ CINKE/ STM
Cinke-O V1.0	GINKO/ CINKE/ STM
STM V1.1	GINKO/ CINKE/ STM
ODIGO V1.0	Interfaces Clients & Services de Données
ODIGO V2.2	Interfaces Clients & Services de Données
PORTAIL COLLECTIVITES	Interfaces Clients & Services de Données
PORTAIL COLLECTIVITES - CAPEX	Interfaces Clients & Services de Données
Portail Collectivités V 2.9	Interfaces Clients & Services de Données
PORTAIL COLLECTIVITES V2.6	Interfaces Clients & Services de Données
SOFIA GRC V1.2	Interfaces Clients & Services de Données
SOFIA GRC V1.3	Interfaces Clients & Services de Données
SOFIA V1.1	Interfaces Clients & Services de Données

LINKY RUN V1 SIC EXPÉ	Linky
LINKY RUN V1 SIC GÉNÉ	Linky
LINKY RUN V1 SID EXPÉ	Linky
LINKY RUN V1 SID GÉNÉ	Linky
LINKY V1	Linky
ZSE LINKYCOM V1.0.15	Linky
ZSE Lot 1 : Installation serveurs LINKYCOM	Linky
ZSE Lot 5.1 : Réseau	Linky
ZSE Lot 5.2 : Outillage et infra	Linky
ZSE Lot 7.1 : TOPAZE	Linky
ZSE V1	Linky
DISCO V11.2	Linky
IE - FLUX - CAPEX CONTRIBUTIONS LINKY	Linky
IRIS 2014 - V3	Linky
PICTREL pour AMM - Capex	Linky
Pictrel support Iode	Linky
CARAIBE V 7.1	Programme SmartGrid
SEQUOIA GREENLYS V1.3	Programme SmartGrid
SEQUOIA V1.0	Programme SmartGrid
SEQUOIA V1.3	Programme SmartGrid

Cette liste est susceptible d'évoluer au cours de la période TURPE 5 en lien avec d'éventuels nouveaux développements associés aux projets listés ci-dessus.

ANNEXE 5 : DESCRIPTION PAR ENEDIS DE SES PROGRAMMES DE R&D ET D'INNOVATION

La présente annexe expose les programmes de R&D et d'innovation d'Enedis. La description est celle transmise par Enedis à la CRE.

1. Contexte

Depuis quelques années, les objectifs nationaux et européens en matière d'environnement et d'efficacité énergétique ont conduit au développement d'incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables, du véhicule électrique, et de la maîtrise de la demande. De nouveaux mécanismes de marché ont été mis en place. Ces changements impliquent des évolutions significatives dans le métier des gestionnaires de réseau.

Enedis a la volonté de contribuer activement à cette transition énergétique et, en particulier, de soutenir l'intégration sur le réseau de 50 GW d'énergie renouvelable et de 7 millions de points de recharge de véhicules électriques d'ici 2030, de déployer les compteurs communicants Linky d'ici à la fin 2021, et de contribuer à l'émergence et au développement de nouveaux objets comme les bâtiments ou les territoires à énergie positive, les villes et quartiers intelligents.

Par ailleurs, les réseaux de distribution représentent un patrimoine stratégique qu'il est nécessaire de développer, de maintenir et d'exploiter au mieux pour préserver et améliorer la sécurité et la qualité de la desserte, dans les meilleures conditions économiques.

Enfin, Enedis a l'objectif d'apporter une qualité de service au plus haut niveau et adaptée aux attentes de ses clients, notamment dans un contexte d'évolution numérique de la société, et de faciliter le développement, par les acteurs du système électrique, de nouvelles offres innovantes.

Enedis s'appuie pour cela sur un programme de R&D et d'Innovation ambitieux, qui bénéficie du savoir-faire capitalisé des hommes et des femmes de l'entreprise, acquis dans la durée et sur l'ensemble des territoires, et qui comprend un panel de projets portant sur les enjeux majeurs de la distribution d'électricité. Ces projets sont menés au sein de l'entreprise, avec ses propres ressources, mais aussi avec l'appui de laboratoires de recherche reconnus, de PME innovantes, de jeunes pousses, ou en collaboration avec des partenaires européens.

Intégrant les attentes de l'ensemble des métiers du Distributeur - de la technique à la relation clients et territoires, en passant par la finance ou les ressources humaines - le programme de R&D d'Enedis contribue à l'élaboration d'une vision de long terme et à l'identification des ruptures tout en concevant, pour répondre aux enjeux de ces métiers, des solutions industrielles concrètes dans des délais maîtrisés.

Le programme contribue à la transformation numérique de l'entreprise et à l'accompagnement proactif de la transition énergétique.

Principalement composé d'activités de recherche appliquée, de développement expérimental et complété d'un dispositif « Open Innovation » pour détecter et collaborer avec les start-ups prometteuses, le programme de R&D s'enrichit d'expérimentations menées dans des démonstrateurs.

Le programme de R&D d'Enedis est articulé autour de trois thématiques :

- **Thématique 1 : Améliorer l'efficacité des métiers de la Distribution** : il s'agit de rechercher des solutions innovantes pour mieux gérer un parc d'actifs conséquent, des postes sources jusqu'aux compteurs, développer l'automatisation des réseaux et améliorer la performance des opérations et de la relation clientèle.
- **Thématique 2 : Préparer l'évolution du rôle du distributeur au service des acteurs externes** : il s'agit de préparer les évolutions de l'activité de distribution, au service de la transition énergétique, en tenant compte des ruptures technologiques, économiques et sociétales dans l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité
- **Thématique 3 : Expérimenter dans les démonstrateurs smart grids** : il s'agit de démontrer la possibilité d'industrialiser les solutions novatrices Smart Grids, les intégrer dans une vision globale et alimenter les actions de R&D des deux premières thématiques.

2. Thématique 1 : Améliorer l'efficacité des métiers de la Distribution

2.1. Axe 1 - Optimiser la gestion des actifs et le développement de l'automatisation du réseau

Trouver le meilleur équilibre entre la performance des composants, les politiques d'investissement et de maintenance des ouvrages, le niveau d'automatisation des réseaux (contrôle-commande) et l'optimisation des outils de conduite, constitue l'une des missions principales du Gestionnaire de Réseau de Distribution.

L'un des enjeux forts de cet axe de R&D porte sur l'amélioration des méthodes technico-économiques pour les choix d'investissement sur les réseaux. Les travaux portent sur l'amélioration des outils de prévision de la demande d'électricité et de la production et l'amélioration des outils de calculs de réseau, en utilisant en particulier l'opportunité offerte par l'utilisation des données qui seront, avec le déploiement de Linky, à la fois plus nombreuses et plus précises.

Le passage d'une maintenance préventive à une maintenance prédictive fondée sur la connaissance des matériels et l'utilisation d'approches de type Big Data, doit permettre de réduire les coûts de possession des matériels installés sur le réseau. Des travaux importants de R&D sont engagés sur le sujet, notamment sur le diagnostic on-line des réseaux souterrains HTA et sur le monitoring des transformateurs HTB/HA.

Enedis investit également dans la recherche pour disposer de composants innovants et/ou communicants, développer l'automatisation des réseaux et moderniser les outils de conduite (système d'information). L'objectif est en particulier d'accroître les capacités d'observabilité et de pilotage depuis les Agences de Conduite pour une meilleure gestion des risques et un meilleur traitement des événements temps réel. En particulier, le projet de R&D « Poste HTA/BT smart » vise à transformer progressivement certains postes de distribution publique HTA/BT en véritables nœuds d'intelligence et de remontée d'informations ciblées, via des capteurs de mesure innovants, vers les Agences de Conduite. Compte tenu des évolutions du métier de la conduite des réseaux, il est également prévu de repenser l'ensemble de la chaîne de télé-conduite en intégrant les nouvelles technologies et une cyber-sécurité renforcée.

2.2. Axe 2 – Améliorer l'efficacité des opérations et de la relation clientèle

L'objectif de cet axe de R&D est de moderniser la gestion du réseau en tirant parti du déploiement de Linky, notamment en basse tension, de renforcer la fiabilité des données de réseau dans le Système d'Information Géographique d'Enedis, de préparer les évolutions dans le domaine des télécommunications au service de l'exploitation des réseaux, d'équiper les techniciens en intervention sur le terrain d'outils numériques performants, de moderniser la relation avec les clients utilisateurs du réseau, de fiabiliser les méthodes de traitement du bilan électrique.

L'apport de solutions innovantes développées par des start-ups ou des PME autour des technologies utilisant des drones, des outils de réalité augmentée voire de réalité virtuelle, est particulièrement important sur cet axe de R&D.

2.3. Axe 3 – Accompagner l'évolution du comptage

Linky est aujourd'hui un projet industriel d'Enedis, fruit de la recherche puis des expérimentations menées à Lyon et dans les communes rurales d'Indre-et-Loire. La première vague de déploiement généralisé a commencé le 1er décembre 2015, l'objectif étant de remplacer 35 millions de compteurs à l'horizon 2021. Première brique des Smart Grids, Linky prépare l'évolution des réseaux.

Cet axe de recherche a pour objectif d'améliorer la performance des métiers du comptage de l'électricité : prescription et qualification des matériels, télécommunications associées, maintenance. Il se positionne en appui du déploiement des compteurs communicants Linky (comptage résidentiel), PME-PMI et Saphir (comptage industriel), sur les activités pointues de mise au point des spécifications des différents matériels, de conception des méthodes et outils de tests et de qualification, de normalisation, de recyclage des compteurs déposés.

3. Thématique 2 : Préparer l'évolution du rôle du distributeur au service des acteurs externes

3.1. Axe 4 – Concevoir une gestion des systèmes locaux qui facilite l'intégration de la production décentralisée et le développement de nouvelles flexibilités

L'intégration de la production décentralisée intermittente, le développement de la gestion active de la demande, des véhicules électriques et du stockage décentralisé imposent une évolution du rôle du distributeur. Enedis conduit des actions de R&D pour faciliter les transformations du système électrique et le développement des marchés, tout en maintenant la qualité de fourniture et la sûreté de fonctionnement. Il s'agit notamment de mettre en place une gestion des systèmes locaux permettant de maîtriser les contraintes de transit de puissance, les problèmes de tension, les risques liés aux îlotages non intentionnels. En particulier, pour augmenter la capacité d'intégration de nouveaux producteurs sur le réseau de distribution, Enedis développe des solutions innovantes portant sur les modalités de raccordement, la gestion du réactif et le réglage de la tension, et les solutions anti-îlotages.

Enedis prépare le développement de nouvelles flexibilités en concevant des solutions innovantes pour optimiser leur intégration et leur utilisation. En particulier, Enedis développe un système de Gestion Prévisionnelle qui regroupe des outils d'anticipation du comportement du réseau de distribution, et des leviers d'optimisation – à un niveau local (postes sources, départs HTA) et sur plusieurs horizons temporels (de l'annuel à l'infra-journalier). Les différentes briques de ce système viendront compléter à terme les outils de conduite en temps réel existants.

De même, afin d'accompagner et de faciliter l'accès des effacements aux marchés (énergie ou capacité), Enedis s'attache à développer des outils et des modèles permettant d'interpréter, modéliser et utiliser au mieux les phénomènes et mécanismes associés.

Enfin, les recherches se poursuivront pour analyser les capacités offertes par les solutions de stockage décentralisé et préciser le modèle technico-économique de l'exploitation de ces technologies.

3.2. Axe 5 – Préparer les solutions pour la gestion de données au bénéfice des acteurs externes

Afin de préparer le distributeur à sa mission d'opérateur neutre de la gestion sécurisée des données de distribution, mettant à disposition des acteurs externes (collectivités, utilisateurs du réseau, fournisseurs de services) des données fiables et précises, les actions de R&D visent à développer des solutions technologiques pour le traitement des données massives (Big Data) et à maîtriser les problématiques de cyber-sécurité.

Le déploiement du comptage intelligent va faire exploser le volume des données gérées par le distributeur. Celui-ci devra en particulier permettre à d'autres acteurs (utilisateurs du réseau, fournisseurs de services, collectivités) d'accéder aux données de comptage, dans le respect du cadre réglementaire et dans les conditions d'une sécurité informatique maîtrisée.

Cet axe de recherche a donc pour objectif de permettre au distributeur de remplir ses missions en disposant des solutions les plus performantes pour le traitement des données massives (Big Data).

3.3. Axe 6 – Faciliter l'insertion des véhicules électriques et l'émergence des Smart Cities

Les évolutions liées à la transition énergétique et le développement des missions attribuées aux collectivités locales conduisent Enedis à accompagner l'émergence des Smart Cities. Les distributeurs doivent en effet se préparer à accompagner le développement des villes intelligentes, des territoires à énergie positive, des bâtiments à énergie positive, ainsi que l'essor de la mobilité électrique.

Enedis est déjà largement engagée dans les actions permettant d'accueillir les installations de recharge, conditions nécessaires au développement du VE. Les enjeux sont pour Enedis d'optimiser le volume des investissements de renforcement du réseau électrique, de contrôler l'impact des infrastructures de recharge sur la qualité de l'électricité acheminée et de faciliter la mise en œuvre des nouveaux modèles d'affaires introduits par le développement probable des véhicules électriques (roaming et autres services de mobilité). Le projet d'insertion massive de véhicules électriques dans la flotte d'Enedis constitue par ailleurs un véritable champ d'expérimentation des actions de R&D ou d'innovation (pollution CPL, maîtrise de la flexibilité, congestions locales).

4. Thématique 3 - Programme de démonstrateurs Smart Grids

Pour aller au-delà des études et projets de recherche engagés par Enedis, il est nécessaire d'expérimenter les différentes solutions Smart Grids, en situation réelle, dans une approche système. L'objectif du programme de démonstrateurs Smart Grids d'Enedis est d'intégrer ces résultats dans une vision globale du réseau du futur.

En effet, au-delà des composants classiques de réseau (composants électrotechniques, ouvrages de distribution électrique, moyens de contrôle-commande), se développent de nouveaux composants « actifs » : des moyens de production décentralisés, des moyens de stockage, des charges dynamiques et modulables chez les clients via des mécanismes d'effacement ou d'activation (pilotage d'usages, signaux tarifaires évolués), des charges mobiles sur le réseau (véhicules électriques). Les lois de comportement de ces objets et acteurs ne sont pas purement déterministes et restent à établir au travers d'expérimentations. C'est l'enjeu des démonstrateurs et projets pilotes Smart Grids que de mesurer la réponse de ces objets et acteurs en conditions réelles, in situ, et en particulier l'acceptabilité par les utilisateurs de ces nouvelles interactions avec le réseau.

Enedis est impliquée dans plusieurs projets de démonstration ou de recherche en France ou au niveau européen, avec des financements de l'Ademe ou de l'Union Européenne, dans le but de tirer profit de la richesse apportée par la collaboration avec des partenaires diversifiés, autres distributeurs, fournisseurs d'électricité ou offreurs de services énergétiques, transporteurs, industriels du secteur électrique ou des technologies de la communication et de l'information, start-up innovantes, organismes de recherche, universitaires, ...

Liste des démonstrateurs Smart grids et projets européens d'Enedis

A date (octobre 2016), Enedis est engagée dans 14 projets (cf. tableau ci-après). Ces projets sont menés par des consortiums rassemblant de nombreux partenaires.

Projet	Description
Interflex (projet européen)	Solutions de mise en œuvre des flexibilités locales au service de la gestion du système électrique
EvolvDSO (projet européen)	Définition des rôles présents et futurs des DSO : nouveaux outils et solutions pour gérer l'évolution des réseaux de distribution (<i>se termine fin 2016</i>)
Flexiciency (projet européen)	Conception des fonctionnalités d'un portail paneuropéen pour une mise à disposition sécurisée de données de comptage au bénéfice des acteurs du marché
Smart Grid Vendée	Optimisation de la gestion du réseau de distribution à l'échelle d'un département, utilisation des flexibilités raccordées au réseau public de distribution
Solenn	Solutions de démultiplication des actions de MDE à l'échelle d'une collectivité territoriale, alternative au délestage sur le réseau public en cas de contrainte sur le système électrique, en mobilisant les collectivités et les consommateurs
Bienvenu	Test de nouvelles solutions de raccordement de bornes de recharge de VE dans les logements résidentiels collectifs
SMAP	Solutions pour faciliter le développement des ENR en zone rurale, et tests in-situ des solutions innovantes
Poste Intelligent	Numérisation du contrôle-commande et cyber-sécurité des postes sources, interface GRT/GRD, sécurisation du réseau de télé-conduite Enedis par l'utilisation de moyens télécom RTE
IssyGrid	Optimisation énergétique à la maille d'un quartier
Smart Electric Lyon	Développement de solutions aval compteur permettant de piloter facilement les consommations électriques
So Grid	Développement d'une chaîne complète de communication CPL G3 pour la gestion du réseau de distribution, des postes sources à la BT (<i>se termine fin 2016</i>)
My Smart Life / DataLab Nantes	Expérimentation d'une plate-forme « closed data » dans le domaine des données énergétiques (co-construction Métropole / acteurs innovants)
Smarter Together	Solutions innovantes pour l'atteinte de l'objectif zéro carbone du quartier Confluence à Lyon (éco-rénovation des bâtiments, mobilité durable, apport des compteurs communicants, réseau de chaleur...)
So Mel So Connected	Recherche de synergies entre les aménagements de demain et l'évolution des réseaux de distribution d'énergie, au service d'un territoire dans une approche intégrée

Les résultats issus de la première vague de démonstrateurs ou projets européens qui sont déjà terminés à date (Greenlys, Venteea, NiceGrid, Grid4EU,...) font par ailleurs l'objet d'analyses technico-économiques approfondies en vue de préparer une éventuelle industrialisation des premières solutions.

Au total, une centaine de partenaires collaborent dans le cadre de ces démonstrateurs. Ces partenaires sont issus du monde de l'énergie (fournisseurs, gestionnaires de réseaux,...), de l'industrie électrique, du domaine des technologies de la communication et de l'information, des laboratoires de recherche, des start-up innovantes, etc.

Dans le cadre de la poursuite de ses travaux sur les Smart Grids et plus généralement sur les réseaux du futur, Enedis est susceptible de s'impliquer dans de nouveaux démonstrateurs en France et en Europe.

Démarche Open Innovation d'Enedis

Enedis s'est engagé depuis plusieurs années dans le développement de nouveaux modes d'innovation plus agiles.

La démarche Open Innovation d'Enedis a pour objectif d'identifier les idées et les concepts de partenaires innovants (Start-ups, PME), puis de les soumettre aux épreuves des expérimentations.

La démarche cumule deux dispositifs :

- Un sourcing au fil de l'eau qui permet à Enedis de détecter, principalement en France mais aussi à l'étranger des startups proposant des solutions innovantes autour de ses métiers ou problématiques. Après approfondissement, les meilleures solutions font ensuite l'objet de tests coordonnés entre les opérationnels et les experts nationaux.
- Une démarche « push » qui s'appuie sur des concours de l'innovation lancés par Enedis. Le premier, lancé fin 2015 en partenariat avec l'Association « Think Smartgrids », s'est inscrit dans le plan « Réseaux Electriques Intelligents » de la Nouvelle France Industrielle. Le concours a visé à stimuler l'émergence de solutions innovantes issues des PME et startups. Il a permis de sélectionner 25 projets qui font aujourd'hui l'objet de développements ou d'expérimentations en partenariat avec Enedis, avec un objectif d'industrialisation de solutions à court terme. Cette démarche sera renouvelée régulièrement.

**ANNEXE 6 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION
DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

**ANNEXE 7 : REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS
(ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

Fait à Paris, le 19 octobre 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE