



DELIBERATION 2018-148

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE 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). Par deux délibérations du 17 novembre 2016¹ puis du 19 janvier 2017², la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2017, ci-après le « TURPE 5 HTA-BT ».

Le TURPE 5 HTA-BT a ensuite été modifié par la délibération du 26 octobre 2017³, afin de préciser les modalités de la prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique, puis par la délibération du 7 juin 2018⁴, afin notamment d'y introduire une nouvelle formule tarifaire, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective.

Le TURPE 5 HTA-BT a été élaboré pour s'appliquer à compter du 1^{er} août 2017, pour une durée d'environ 4 ans. Il avait été adopté après une large consultation des acteurs concernés et à la suite d'études rendues publiques.

Les sociétés Enedis et EDF, le ministre chargé de l'énergie et la fédération CFE-CGC Energies ont demandé au Conseil d'Etat l'annulation du TURPE 5 HTA-BT.

Par une décision du 9 mars 2018⁵, le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 5 HTA-BT seulement en tant que le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la "prime de risque", du "taux sans risque" aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits "TURPE 2", pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire, pour cette même fraction ».

Aucun des autres éléments du TURPE 5 HTA-BT n'a été remis en cause par cette décision.

Dans cette même décision, le Conseil d'Etat a précisé que l'annulation prononcée ne serait effective qu'à compter du 1^{er} août 2018. Pour la période allant du 1^{er} août 2017 à cette date, les effets des tarifs qui ont été appliqués sont définitifs.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

⁵ CE, 9 mars 2018, Société EDF, Société ENEDIS, Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Fédération CFE-CGC Énergies, n° 407516, 407547, 408809, 409065

A la suite de cette décision, la CRE définit, par la présente délibération, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 5 bis HTA-BT » conforme aux principes énoncés dans la décision du Conseil d'Etat susmentionnée. Le nouveau TURPE 5 bis HTA-BT s'appliquera à compter du 1^{er} août 2018, pour une durée d'environ 3 ans. Il a été adopté par le Collège de la CRE après que les acteurs concernés ont été consultés.

S'agissant d'une annulation « *en tant que ne pas* », la décision du Conseil d'Etat, à l'exception du point censuré, valide la méthodologie d'élaboration et les principes d'évolution mis en œuvre pour élaborer le TURPE 5 HTA-BT. Elle impose néanmoins de reprendre une délibération sur l'ensemble du tarif, entrant en vigueur au 1^{er} août 2018, date de disparition du précédent tarif.

Au regard, notamment :

- d'une part, des délais incompressibles nécessaires à l'élaboration d'un tarif (par exemple adéquation entre le nombre et la complexité des sujets ouverts à consultation et la durée possible de la consultation, ou le délai d'approbation du ministre chargé de l'énergie fixé par le code de l'énergie),
- et, d'autre part, de la complexité des analyses permettant de déterminer les paramètres du TURPE HTA-BT (trajectoire des charges nettes d'exploitation, niveau des paramètres financiers, etc.),

le délai fixé par le Conseil d'Etat ne permet pas la mise en œuvre d'un processus tarifaire complet et conduit à ce que soient reprises les hypothèses retenues pour fixer le TURPE 5 HTA-BT.

Les trajectoires de charges d'exploitation du TURPE 5 HTA-BT sont donc reconduites pour les années 2018 à 2020. S'agissant des investissements, comme pour le TURPE 5 HTA-BT initial, ces derniers sont couverts par le TURPE 5 bis HTA-BT à leur niveau réel, via le mécanisme de compte de régulation des charges et produits (CRCP) qui permet de couvrir *a posteriori* les éventuels écarts entre la trajectoire prévisionnelle d'investissements prise en compte dans le calcul du revenu autorisé et les montants réalisés. De même, le cadre de régulation incitative du TURPE 5 HTA-BT tout comme celui du projet Linky sont maintenus.

Enfin, les dispositions résultant des délibérations modifiant le TURPE 5, s'agissant de la prise en compte de la rémunération des fournisseurs pour la prise en compte des charges liées la gestion de clientèle en contrat unique, et de l'autoconsommation, sont reprises dans la présente délibération.

S'agissant d'une nouvelle délibération tarifaire dont l'entrée en vigueur est prévue au 1^{er} août 2018, la CRE doit se conformer à l'état du droit positif à la date de son adoption. Elle doit donc prendre en compte les effets de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés, en application de la législation en vigueur. C'est le seul changement opéré par la CRE dans l'élaboration tarifaire, outre, bien sûr, les conséquences de la décision du Conseil d'Etat.

La présente délibération met par ailleurs en œuvre l'évolution annuelle du tarif telle qu'elle avait été prévue dans le TURPE 5 HTA-BT.

Compte tenu, d'une part, de l'augmentation des capitaux propres régulés en application de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 dans un contexte où le taux d'imposition sur les sociétés a diminué en 2018 (effet à la hausse de +0,06%) et, d'autre part, de la prise en compte des montants qui auraient résulté de l'évolution au titre de l'inflation et de l'apurement du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 (effet à la baisse de -0,27 %), le TURPE évolue en moyenne de - 0,21 % au 1^{er} août 2018.

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 « *se prononce, s'il y a lieu à la demande des gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, ainsi que sur celles des tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux. Elle 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 bis HTA-BT », pour les utilisateurs raccordés en HTA et en BT, conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ 3 ans, à compter du 1^{er} août 2018.

Processus d'élaboration du TURPE 5 bis HTA-BT

Les travaux d'élaboration du « TURPE 5 » ont été menés en 2015 et 2016, 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, a procédé à de multiples auditions et tables rondes et a commandé et publié plusieurs études externes :

- une étude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- une étude comparative des niveaux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité dans différents pays européens ;
- un audit des charges d'exploitation d'Enedis pour la période 2014-2021 ;
- une étude sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital d'Enedis.

La décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 conduit la CRE à définir un TURPE 5 bis HTA-BT s'appliquant à compter du 1^{er} août 2018. Le délai octroyé par le Conseil d'Etat ne permettant pas de mener les travaux nécessaires pour fixer une nouvelle trajectoire tarifaire (audit des charges nettes d'exploitation, taux d'inflation prévisionnels, taux de rémunération, etc.) et afin d'assurer la visibilité et la simplicité de la décision de la CRE, la CRE considère qu'il convient de prendre en compte, pour la période tarifaire du TURPE 5 bis, les effets de la décision du Conseil d'Etat directement dans la formule d'évolution annuelle au 1^{er} août de chaque année, sous la forme d'un facteur Y_N , pour $N = 2018$ à 2020.

Compte tenu notamment du délai très bref dont disposait la CRE pour statuer de nouveau, la consultation des acteurs du marché a été menée au travers d'une note de cadrage reprenant les éléments nouveaux qu'il était envisagé d'introduire et publiée sur le site Internet de la CRE⁶, ainsi qu'au travers d'une table ronde organisée dans ses locaux, sous l'égide du Collège des commissaires. Outre les travaux entre services nécessaires à l'élaboration de la délibération, des auditions du gestionnaire de réseau, et de son actionnaire ont également été organisées en complément.

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

Le TURPE 5 bis HTA-BT entrera en vigueur le 1^{er} août 2018. Il s'appliquera pour une durée d'environ 3 ans.

Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L.341-3 du code de l'énergie, pour élaborer le TURPE 5 HTA-BT dont les principes, la méthode et la majorité des paramètres sont reconduits pour l'élaboration du TURPE 5 bis HTA-BT, 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 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 CRE⁷.

⁶ <http://www.cre.fr/>

⁷ 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

Les dispositions du TURPE 5 HTA-BT qui permettent de prendre en compte ces orientations sont reconduites pour le TURPE 5 bis HTA-BT.

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 lors de l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT 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. A l'instar du TURPE 5 HTA-BT, le TURPE 5 bis HTA-BT propose une option tarifaire à pointe mobile dans le domaine de tension HTA et une option tarifaire à quatre plages temporelles pour les utilisateurs en BT équipés d'un compteur le permettant. Ces options favoriseront les actions de maîtrise de la consommation, ainsi que le développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité.

Par sa délibération du 26 octobre 2017⁸, la CRE a modifié le TURPE 5 HTA-BT afin de préciser les modalités de la prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique. Ces modalités restent inchangées dans le cadre du TURPE 5 bis HTA-BT.

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, avait été introduite pour prendre en compte les éventuels changements importants dans les modes d'utilisation ou les méthodes de dimensionnement des réseaux. Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit cette clause de rendez-vous, y compris l'échéance de l'été 2019. 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.

S'agissant de l'autoconsommation, l'article L.315-3 du code de l'énergie, introduit par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016⁹ 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 participant à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts* ». L'article D. 315-2 du code de l'énergie, introduit par le décret n° 2017-676 du 28 avril 2017¹⁰ précise que pour « *l'application de l'article L. 315-3, on entend par " installation de production " l'ensemble des installations appartenant à un même producteur participant à l'opération d'autoconsommation collective* ».

Dans un premier temps, le TURPE 5 HTA-BT a mis en place une composante de gestion spécifique pour les auto-producteurs, d'un montant inférieur aux deux composantes de gestion prévues par le TURPE 4 HTA-BT pour ces utilisateurs. Dans un second temps, après avoir mené une large concertation sur ces sujets, la CRE a modifié le TURPE 5 HTA-BT par sa délibération du 7 juin 2018¹¹, afin notamment d'y introduire une nouvelle formule tarifaire, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective. Cette formule tarifaire est également reconduite dans la présente décision.

En ce qui concerne le cadre de régulation, à l'instar du TURPE 5 HTA-BT, le TURPE 5 bis HTA-BT donne 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 verte¹² (« 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

S'agissant de la revalorisation des charges de capital, le Conseil d'Etat a précisé dans sa décision qu'il appartient à Enedis « *de produire l'ensemble des documents, notamment comptables, attestant de la nature et du montant comptabilisé pour chacun de ces éléments d'actif, auxquels devra être appliqué le taux « sans risque » en plus de la « prime de risque »* ». Enedis a transmis à la CRE, par courriers en date du 9 avril 2018 et du 1^{er} juin 2018, les éléments permettant d'effectuer les traitements relatifs au calcul des charges de capital demandés par le Conseil d'Etat.

⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

⁹ Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

¹⁰ Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

¹² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Enedis demande l'intégration, au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 4 227 M€ au périmètre des capitaux propres régulés, donnant lieu, selon les calculs de l'opérateur, à compter de cette date, à une augmentation des charges de capital de l'ordre de 126 M€ par an, à perpétuité.

La CRE considère que la demande d'Enedis s'écarte de la décision du Conseil d'Etat sur plusieurs points. L'application de cette décision conduit, selon les estimations faites par la CRE à partir des éléments transmis par Enedis, à intégrer au 1^{er} janvier 2018 aux capitaux propres régulés un montant de l'ordre de 1,6 Md€. Cette révision du montant des capitaux propres régulés d'Enedis conduit à une augmentation du revenu autorisé pour l'année 2018 de 64 M€, dégressif pendant 60 ans. Par ailleurs, la décision du Conseil d'Etat conduisant la CRE à adopter une nouvelle décision tarifaire dont l'entrée en vigueur doit être fixée à la date du 1^{er} août 2018. La CRE est tenue de se conformer au cadre législatif en vigueur au moment de son élaboration et, par conséquent, de réviser le taux d'imposition sur les sociétés à appliquer dans le cadre du TURPE 5 bis. Cette révision conduit à une diminution du revenu autorisé de 56 M€ en 2018.

L'évolution du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2018 résulte :

- de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat, dans un contexte où le taux d'imposition sur les sociétés a diminué en 2018, conduisant à une augmentation du niveau du TURPE HTA-BT de +0,06 % ;
- de la prise en compte des montants qui auraient résulté de l'évolution annuelle prévue par le TURPE 5 HTA-BT :
 - o l'inflation constatée en 2017 conduit à une augmentation du niveau du TURPE HTA-BT de + 1,00 % ;
 - o l'apurement du solde du CRCP, qui au 1^{er} janvier 2018 s'élève à un montant de 166,9 M€ en faveur des utilisateurs et conduit à une diminution du niveau du TURPE HTA-BT de - 1,27 %.

En conséquence, le TURPE 5 bis HTA-BT diminuera en moyenne de 0,21 % au 1^{er} août 2018. Compte tenu de l'évolution de la répartition des coûts portés par chaque niveau de tension, cette évolution au 1^{er} août 2018 se traduira par :

- une baisse moyenne de - 1,16 % pour les utilisateurs raccordés en HTA ;
- une baisse moyenne de - 0,59 % pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA ;
- une hausse moyenne de + 0,14 % pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA.

Un cadre tarifaire reconduisant 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 HTA-BT entre 2018 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 reconduites :

- 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 » ;
- incitation à la maîtrise des charges liées à la compensation des pertes électriques ;
- incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation : 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 ;
- incitations sur la qualité de service.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 22 juin 2018.

SOMMAIRE

1. METHODE	8
1.1 PROCESSUS D'ELABORATION DES TARIFS.....	8
1.1.1 Consultation des parties prenantes	8
1.1.2 Orientations de politique énergétique	9
1.2 PRINCIPES GENERAUX.....	9
1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel	9
1.2.2 Cadre de régulation tarifaire	19
1.2.3 Structure du tarif.....	20
1.3 CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE TURPE 5 BIS HTA-BT.....	20
1.3.1 Régulation incitative des charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique et des dépenses d'investissement.....	21
1.3.2 Régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes	22
1.3.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation	23
1.3.4 Régulation incitative de la qualité de service	25
1.3.5 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) et des réseaux électriques intelligents	27
1.3.6 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'Enedis.....	29
1.3.7 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)	29
1.3.8 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation	33
1.4 STRUCTURE DU TURPE HTA-BT	33
1.4.1 Méthode de construction des composantes de soutirage du TURPE 5 HTA-BT, reconduite pour le TURPE 5 bis HTA-BT	33
1.4.2 Forme des grilles des composantes de soutirage	38
1.4.3 Autres composantes et règles tarifaires.....	41
1.4.4 Clause de rendez-vous	43
2. PARAMETRES DU TURPE 5 BIS HTA-BT ET DE SA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION.....	44
2.1 REVENU AUTORISE.....	44
2.1.1 Charges nettes d'exploitation	44
2.1.2 Charges de capital	45
2.1.3 Prise en compte du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT.....	51
2.1.4 Prise en compte du compte régulé de lissage associé au projet « Linky »	52
2.1.5 Revenu autorisé au cours de la période tarifaire 2018-2020.....	52
2.2 HYPOTHESES DE CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL.....	53
2.3 CALCUL DES COEFFICIENTS IPC2018 + K2018	53
2.3.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac.....	53
2.3.2 Solde du CRCP d'Enedis au 1 ^{er} janvier 2018.....	54
2.3.3 Coefficient K2018 en vue de l'apurement du solde du CRCP	59
2.3.4 Evolution de la composante de gestion au 1 ^{er} août 2018.....	59
2.4 CALCUL ET EVOLUTION DU COEFFICIENT YN.....	60
2.5 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TURPE 5 BIS HTA-BT	60
3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT DITS « TURPE 5 BIS HTA-BT »	62
3.1 REGLES TARIFAIRES	62

3.1.1 Définitions	62
3.1.2 Structure des tarifs	65
3.2 TARIF APPLICABLE DU 1 ^{ER} AOUT 2018 AU 31 JUILLET 2019.....	66
3.2.1 Composante annuelle de gestion (CG).....	66
3.2.2 Composante annuelle de comptage (CC).....	70
3.2.3 Composante annuelle des injections (CI).....	71
3.2.4 Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA.....	71
3.2.5 Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA.....	74
3.2.6 Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA.....	77
3.2.7 Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS).....	81
3.2.8 Composante de regroupement (CR).....	82
3.2.9 Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirage (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution	83
3.2.10 Composante annuelle de l'énergie réactive (CER).....	84
3.2.11 Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité	85
3.2.12 Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires	85
3.3 REGLES D'EVOLUTION TARIFAIRE APPLICABLES A COMPTER DU 1 ^{ER} AOUT 2019.....	86
3.3.1 Coefficients d'évolution spécifique reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire.....	87
3.3.2 Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année N.....	87
3.3.3 Calcul du coefficient K_N en vue de l'apurement du solde du CRCP.....	88
3.3.4 Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> de l'année N.....	88
3.3.5 Postes de charges retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé.....	89
3.3.6 Postes de recettes retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé	95
3.3.7 Incitations financières au titre de la régulation incitative	95
3.3.8 Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	97
3.3.9 Compte régulé de lissage relatif au projet Linky.....	98
3.3.10 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).....	98
DECISION.....	99
ANNEXE 1 : MONTANTS A INTEGRER AU PERIMETRE DES CAPITAUX PROPRES REGULES AU 1^{ER} JANVIER EN APPLICATION DE LA DECISION DU CONSEIL D'ETAT	100
ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES LE 1^{ER} AOUT 2018	101
ANNEXE 3 : INDICATEURS RELATIFS A LA QUALITE DE SERVICE	111
ANNEXE 4 : REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION.....	125
ANNEXE 5 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES DE CAPITAL « HORS RESEAUX »	132
ANNEXE 6 : DESCRIPTION PAR ENEDIS DE SES PROGRAMMES DE R&D ET D'INNOVATION	134
ANNEXE 7 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)	139
ANNEXE 8 : REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS (ANNEXE CONFIDENTIELLE)	139
ANNEXE 9 : COEFFICIENTS TARIFAIRES A PRENDRE EN COMPTE POUR LE CALCUL DE L'EVOLUTION ANNUELLE DU TURPE 5 BIS HTA-BT	140
ANNEXE 10 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2017	151

1. METHODE

1.1 Processus d'élaboration des tarifs

1.1.1 Consultation des parties prenantes

Au cours des travaux d'élaboration du TURPE 5 HTA-BT menés en 2015 et 2016, la CRE a mené une très large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle a notamment réalisé trois consultations publiques¹³, a procédé à de multiples auditions et tables rondes et a commandé et publié plusieurs études externes (notamment sur le cadre de régulation incitative, les paramètres financiers du calcul des charges de capital et sur les niveaux de charges).

A la suite de ces travaux, par une délibération du 17 novembre 2016¹⁴, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2017.

Les sociétés Enedis et EDF, le ministre chargé de l'énergie et la fédération CFE-CGC Energies ont demandé au Conseil d'Etat l'annulation de ces deux délibérations.

Par une décision du 9 mars 2018¹⁵, le Conseil d'Etat a annulé la délibération TURPE 5 en tant que le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la "prime de risque", du "taux sans risque" aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits "TURPE 2", pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire, pour cette même fraction ».

Aucun des autres éléments du tarif issu de la délibération TURPE 5 n'a été remis en cause par cette décision.

Le Conseil d'Etat ajoute qu' « [il] appartiendra à la société [Enedis], pour permettre à la Commission de régulation de l'énergie de statuer à nouveau en conséquence de cette annulation, de produire l'ensemble des documents, notamment comptables, attestant de la nature et du montant comptabilisé pour chacun de ces éléments d'actif, auxquels devra être appliqué le taux « sans risque » en plus de la « prime de risque » ».

Dans cette même décision, le Conseil d'Etat précise que l'annulation qu'il prononce ne sera effective qu'à compter du 1^{er} août 2018. Pour la période allant du 1^{er} août 2017 à cette date, les effets des tarifs qui ont été appliqués sont définitifs.

La CRE a ainsi jusqu'au 1^{er} août 2018 pour définir des tarifs conformes aux principes énoncés dans cette décision.

Afin de mettre en œuvre la décision du Conseil d'Etat et compte tenu du délai très bref dont disposait la CRE pour statuer de nouveau, la consultation des acteurs du marché a été menée au travers de deux auditions d'Enedis, le 11 avril et le 30 mai 2018, d'une audition de son actionnaire EDF le 7 juin 2018, d'une note de cadrage publiée sur son site Internet le 25 mai 2018 invitant toute personne qui l'aurait souhaité à apporter une contribution écrite, et d'une table ronde organisée dans ses locaux, sous l'égide du Collège des commissaires, le 30 mai 2018. 15 acteurs de marché étaient représentés et se sont exprimés à cette dernière occasion et 5 acteurs ont apporté des contributions écrites.

Cette consultation a porté exclusivement sur les éléments nouveaux qu'il était envisagé d'introduire par rapport au TURPE 5 HTA-BT, c'est-à-dire les modalités de prise en compte de la décision du Conseil d'Etat et du droit en vigueur, s'agissant notamment de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés définie par la loi de finance 2018.

Il n'y avait en revanche pas lieu de consulter à nouveau les acteurs du marché sur la grande majorité des dispositions du TURPE 5 qui n'ont pas été remises en cause par le Conseil d'Etat et qui sont dès lors reconduites dans le cadre du TURPE 5 bis HTA-BT fixé par la présente délibération.

La présente délibération met par ailleurs en œuvre l'évolution annuelle du tarif au 1^{er} août 2018 telle qu'elle avait été prévue dans le TURPE 5.

¹³ 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.

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.

Une troisième consultation publique en juillet 2016 portant sur le cadre de régulation et le niveau du TURPE 5 HTA-BT.

¹⁴ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

¹⁵ CE, 9 mars 2018, Société EDF, Société ENEDIS, Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Fédération CFE-CGC Énergies, n° 407516, 407547, 408809, 409065

1.1.2 Orientations de politique énergétique

Pour élaborer le TURPE 5 HTA-BT, 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. Les dispositions du TURPE 5 HTA-BT qui permettent de prendre en compte ces orientations sont reconduites pour le TURPE 5 bis HTA-BT.

1.2 Principes généraux

L'élaboration du TURPE 5 HTA-BT reposait sur la définition, pour la période 2017-2020, d'un revenu autorisé prévisionnel pour Enedis et de prévisions concernant le nombre d'utilisateurs 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 a fixé également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier du gestionnaire de réseaux de distribution (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.

1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel

La CRE a défini dans le TURPE 5 HTA-BT 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'Enedis¹⁶.

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).

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.

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

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 2012¹⁷, 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 €, et les passifs de concession, 36,9 Mds €¹⁸.

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 2013¹⁹ 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 d'actifs régulés (BAR), définie comme l'ensemble de l'actif immobilisé (hors immobilisations financières, immobilisations en cours et immobilisations Linky), 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 :

$$\text{marge sur actif} = \text{bêta de l'actif} \times \text{prime de risque de marché} / (1 - \text{taux d'impôt sur les sociétés})$$

où :

- le bêta de l'actif 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) ;
- la prime de risque de marché correspond à la rentabilité moyenne espérée 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. Ce taux de rémunération est calculé de la manière suivante :

¹⁷ 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

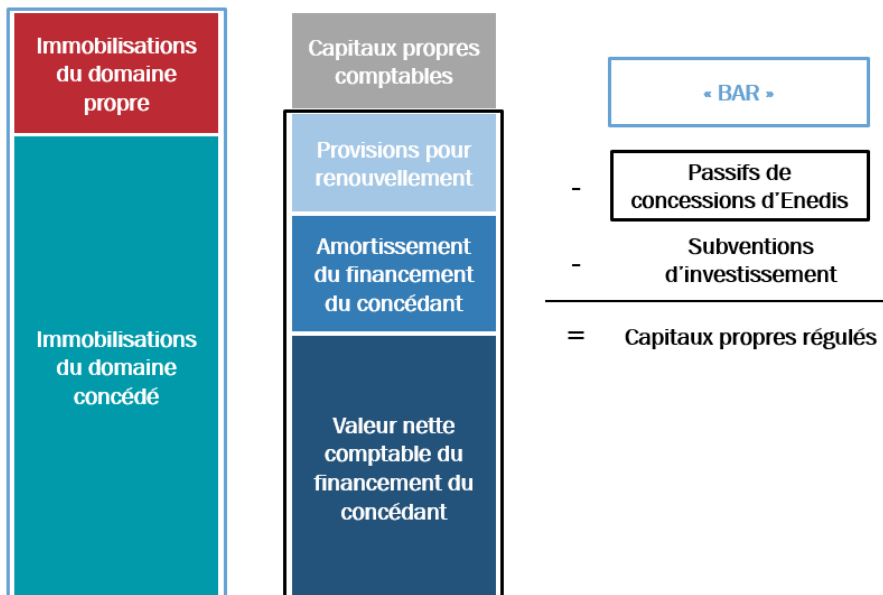
¹⁸ Résumé de la décision figurant aux tables du recueil Lebon : « En l'espèce, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a, dans sa proposition adressée aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, calculé le coût moyen pondéré du capital de la société ERDF comme la moyenne du taux de rémunération 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 »

¹⁹ 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.

$$\text{Taux de rémunération des capitaux propres régulés} = \frac{\text{Taux sans risque nominal}}{(1 - \text{Taux d'IS})}$$

- des charges financières éventuelles, dans le cas où le gestionnaire de réseau fait appel à des emprunts financiers ;
- des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement.

Illustration de la méthode de détermination des capitaux propres régulés du TURPE 4 HTA-BT :



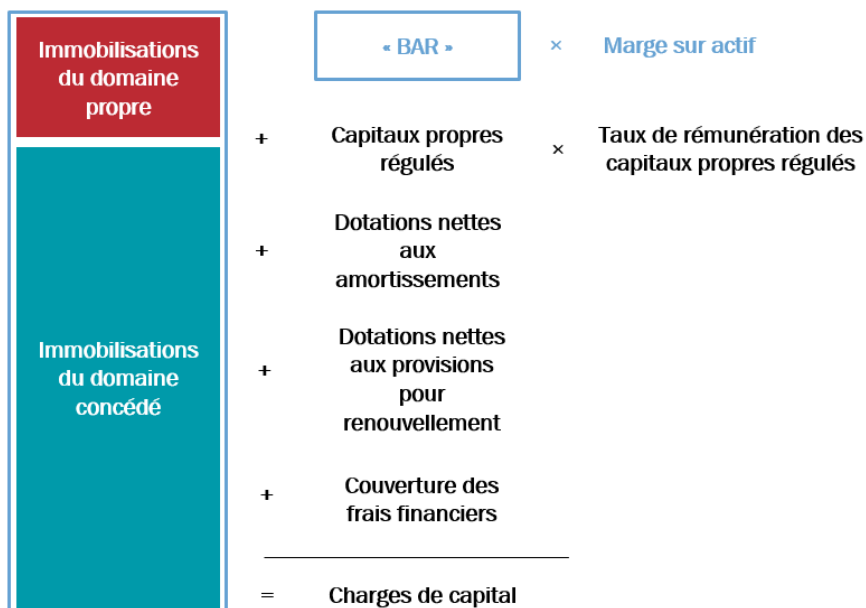
Les passifs de concessions de la société Enedis se décomposent comme la somme :

- de la valeur nette comptable du financement du concédant ;
- de l'amortissement du financement du concédant ;
- des provisions pour renouvellement.

En complément de la rémunération de la BAR et des capitaux propres régulés, les charges de capital comprenaient également (pour les actifs hors-Linky) :

- les dotations nettes aux amortissements ;
- les dotations nettes aux provisions pour renouvellement ;
- le cas échéant, la couverture des frais financiers.

Illustration de la méthode de détermination des charges de capital du TURPE 4 HTA-BT (pour les actifs hors-Linky):



[Méthode confirmée par la décision du Conseil d'Etat du 13 mai 2016²⁰ 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 retenue par la CRE pour le TURPE 5](#)

La CRE a reconduit la méthode utilisée dans le TURPE 4 HTA-BT pour le calcul des charges de capital du TURPE 5 HTA-BT, à l'exception des modalités de prise en compte des emprunts financiers.

Pour cela, la CRE a introduit une rémunération des emprunts financiers à un taux fixé de manière ex ante. Ce taux est déterminé à partir du taux sans risque retenu pour fixer le taux de rémunération des capitaux propres régulés d'Enedis²¹.

²⁰ Conseil d'Etat, 9ème - 10ème chambres réunies, 13 mai 2016, n° 375501

²¹ Les emprunts financiers seront donc rémunérés au taux sans risque nominal tout en tenant compte de la déductibilité fiscale à 75% des charges financières.



La méthode définie dans le TURPE 5 HTA-BT établit donc les charges de capital liées aux actifs hors-Linky par la formule ci-dessous :

$$\begin{aligned} \text{Charges de capital (hors-Linky)} &= \text{BAR(hors-Linky)} \times \text{Marge sur actif} + \text{Capitaux propres régulés} \times \frac{\text{Taux sans risque}}{(1-\text{Taux d'IS})} \\ &+ \text{Dotations nettes}^{22} \text{ (hors-Linky)} + \text{Emprunts financiers (hors-Linky)} \times \text{Taux sans risque} \times \frac{(1-75\% \times \text{Taux d'IS})}{(1-\text{Taux d'IS})} \end{aligned}$$

Décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018²³

Par des délibérations du 17 novembre 2016²⁴ et du 19 janvier 2017²⁵, la CRE a fixé le TURPE 5 HTA-BT applicable à compter du 1^{er} août 2017.

Les sociétés Enedis et EDF, le ministre chargé de l'énergie et la fédération CFE-CGC Energies ont demandé au Conseil d'Etat l'annulation de ces deux délibérations.

Par une décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé la délibération du 17 novembre 2016 en tant que le régulateur « *n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la "prime de risque", du "taux sans risque" aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits "TURPE 2", pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire, pour cette même fraction* ». Aucun des autres éléments du tarif issu des délibérations concernées n'a été remis en cause par cette décision.

Dans cette même décision, le Conseil d'Etat précise que l'annulation qu'il prononce ne sera effective qu'à compter du 1^{er} août 2018. Pour la période allant du 1^{er} août 2017 à cette date, les effets des tarifs qui ont été appliqués sont définitifs.

Rappel de la méthode de détermination des charges de capital lors de la période TURPE 2

Dans le TURPE 2 en vigueur entre 2006 et 2008, les charges de capital étaient déterminées à partir de la valorisation d'une base d'actifs régulés (BAR). Cette BAR était définie comme l'ensemble de l'actif immobilisé (hors immobilisations financières) à l'exception de la valeur nette comptable (VNC) des financements initiaux des concédants.

Les charges de capital comprenaient ainsi :

- la rémunération à un taux représentatif du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'ensemble de la BAR, sans tenir compte des passifs de concessions associés aux actifs inclus dans cette BAR ;
- l'amortissement de la BAR et des financements initiaux des concédants.

Cette méthode prévoyait donc que tous les nouveaux actifs (y compris les actifs renouvelés) entraient dans la BAR pour l'intégralité de leur montant, qu'ils aient été financés par l'opérateur ou par des tiers.

En contrepartie de la prise en compte de l'amortissement et de la rémunération des actifs inclus dans la BAR sur leur durée de vie :

- les dotations nettes aux provisions pour renouvellement n'étaient pas prises en compte pour fixer le niveau du tarif ;
- le montant des financements de tiers venait, chaque année, en déduction des charges à couvrir par le tarif.

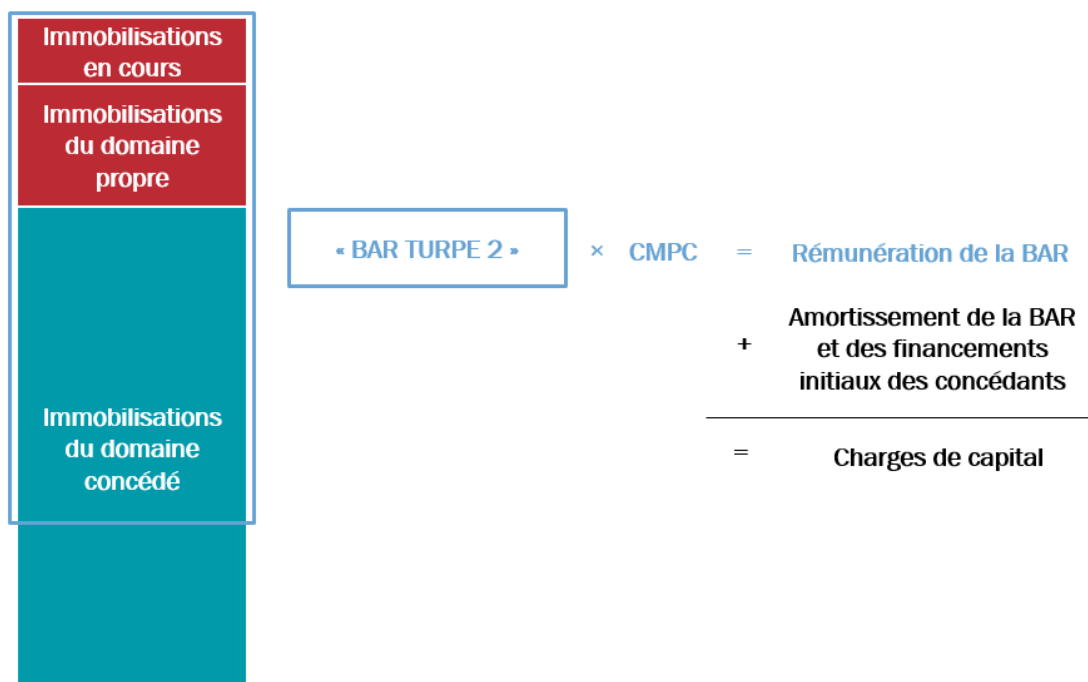
²² Dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement

²³ CE, 9 mars 2018, Société EDF, Société ENEDIS, Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Fédération CFE-CGC Énergies, n° 407516, 407547, 408809, 409065

²⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

²⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017 portant décision sur la demande de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, d'une nouvelle délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Illustration de la méthode de détermination des charges de capital dans le tarif TURPE 2 :



Demande d'Enedis relative à la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat dans le TURPE 5 bis

En raison du changement de méthode de détermination des charges de capital entre la période tarifaire TURPE 2 et la période tarifaire TURPE 5, Enedis considère qu'il a financé sur ses capitaux propres un montant correspondant à la somme du montant des dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisées sur les années 2006 à 2008 (non pris en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2) et du montant des financements de tiers reçus sur les années 2006 à 2008 (déduit des charges à compenser par le tarif TURPE 2), qu'il estime à 4 227 M€.

Selon Enedis, si la méthode de détermination des charges de capital en vigueur lors de la période tarifaire TURPE 2 avait perduré dans le temps, le montant correspondant aurait été compensé par les tarifs suivants.

Enedis demande donc l'intégration, au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 4 227 M€ au périmètre des capitaux propres régulés, donnant lieu, selon lui, à compter de cette date, à une augmentation des charges de capital de l'ordre de 126 M€ par an, à perpétuité.

La demande d'Enedis s'appuie sur :

- l'identification, à partir de sa comptabilité générale, du montant des remises gratuites d'ouvrages par les autorités concédantes et des participations de tiers reçues déduit des charges à compenser par le tarif TURPE 2 et du montant des dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisé sur les années 2006 à 2008, non pris en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2 ;
- l'estimation, sur la base d'hypothèses prises au regard d'éléments comptables, du montant des passifs de concession associés à ces montants et à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés ;
- la rémunération du montant à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés.

Identification des éléments déduits des charges à couvrir et des dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisées sous TURPE 2

Enedis indique avoir retracé dans sa comptabilité générale des années 2006 à 2008 le montant des financements de tiers (soit les remises gratuites d'ouvrages et les participations de tiers reçues) déduits du tarif sous TURPE 2, ainsi que le montant des dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisé sous TURPE 2. Le montant cumulé de ces éléments s'établit selon Enedis à 4 227 M€ et se décompose comme suit :

en M€	Remises d'ouvrages et participations de tiers lors de la période TURPE 2	Dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisées lors de la période TURPE 2	Total
2006	988	445	1 433
2007	1 015	- 50	965
2008	1 318	511	1 829
Total	3 321	905	4 227

Estimation des passifs de concession associés à ces éléments déduits des charges à couvrir et des dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisées sous TURPE 2

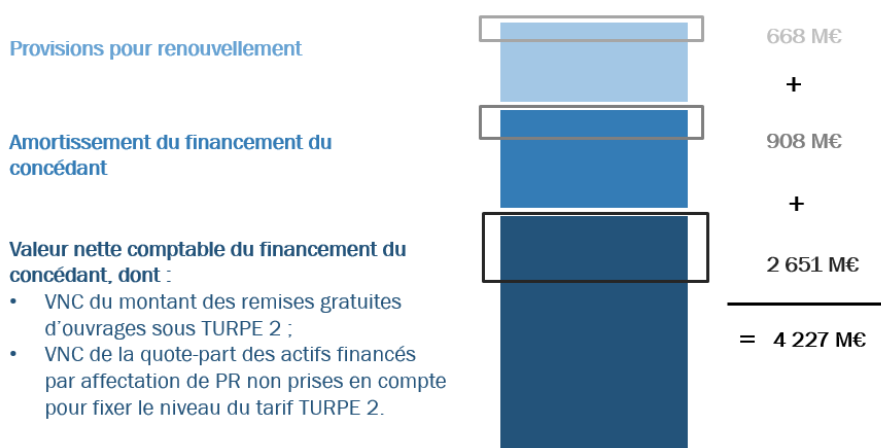
Enedis demande l'intégration au périmètre des capitaux propres régulés au 1^{er} janvier 2018 d'un montant de 4 227 M€, constant à perpétuité, correspondant au montant des remises gratuites d'ouvrages et des participations de tiers reçues déduit des charges à couvrir et des dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisées sous TURPE 2.

Enedis justifie cette demande par les cycles de vie des dotations aux provisions pour renouvellement et de la contrepartie au passif des remises d'ouvrages et des participations de tiers reçues, en vertu desquels ces montants déduits des charges à couvrir sous TURPE 2 ou non pris en compte pour fixer le niveau du tarif figureraient à tout jamais parmi les passifs de concession de la société :

- après leur dotation initiale, les « provisions pour renouvellement » seraient intégralement affectées lors du renouvellement effectif des immobilisations du domaine concédé en « valeur nette comptable du financement du concédant ». Cette valeur nette comptable est ensuite amortie sur la durée de vie économique des immobilisations associées avec comme contrepartie l'augmentation du poste « amortissement du financement du concédant » ;
- les remises d'ouvrages et les participations reçues de tiers donnent lieu à l'inscription au passif de la société d'un montant équivalent comptabilisé en « valeur nette comptable du financement du concédant ». Cette valeur nette comptable serait ensuite amortie intégralement sur la durée de vie comptable des immobilisations associées avec comme contrepartie l'augmentation du poste « amortissement du financement du concédant ».

Compte tenu des cycles de vie précédemment décrits et sur la base d'hypothèses prises au regard d'éléments comptables, Enedis considère que les 4 227 M€ de passifs de concession, associés aux éléments déduits des charges à couvrir sous TURPE 2 ou non pris en compte pour fixer le niveau du tarif, se répartissent au 1^{er} janvier 2018 comme suit :

Estimation de la répartition au 1^{er} janvier 2018, au sein des passifs de concession de la société Enedis, du montant de 4 227 M€ dont Enedis demande l'intégration au périmètre des capitaux propres régulés :



Rémunération de l'assiette à intégrer aux capitaux propres régulés

Enedis demande que l'assiette de 4 227 M€ à intégrer à perpétuité aux capitaux propres régulés soit rémunérée comme suit :



- au taux de rémunération des capitaux propres régulés défini dans le tarif TURPE 5 HTA-BT (4,1 %) pour la part afférente aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement comptabilisées sous TURPE 2 (905 M€) ;
- au taux sans risque nominal (après-impôt) retenu dans le tarif TURPE 5 HTA-BT (2,7 %) pour la part afférente aux remises gratuites d'ouvrages et aux participations de tiers déduites des charges à couvrir sous TURPE 2 (3 321 M€).

Enedis propose donc de prendre en compte dans la rémunération du montant à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés les « économies d'impôts réalisées par le gestionnaire de réseau, durant la période tarifaire dite « TURPE 2 », du fait de la déduction, des charges de capital compensées par le tarif, de la contrevaieur des ouvrages remis chaque année, gratuitement, par les autorités concédantes » mentionnées dans la décision du Conseil d'Etat.

Enedis estime cette rémunération à 126 M€ par an à perpétuité. Ce chiffrage prend pour hypothèses un taux sans risque nominal et un taux d'imposition sur les sociétés constants.

Analyse de la demande d'Enedis

La demande d'Enedis consiste à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés à perpétuité l'assiette de 4 227 M€ décrite ci-avant. Cette demande s'écarte de la décision du Conseil d'Etat sur trois points :

- elle revient à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés un montant correspondant à une assiette plus large que les éléments visés par cette décision.

En effet, en complément des éléments spécifiquement identifiés par le Conseil d'Etat, Enedis souhaite intégrer :

- la valeur nette comptable à date des participations de tiers reçues sur les ouvrages en concession lors de la période TURPE 2 ;
- les provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2 qui figurent toujours au passif d'Enedis ou qui ont été reprises en résultat ;
- l'amortissement du financement du concédant associé :
 - aux remises gratuites d'ouvrages et aux participations de tiers reçues sous TURPE 2 et déduites des charges à couvrir ;
 - à la quote-part des actifs financée par affectation de provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2 ;
- le cas échéant, pour les sorties d'actifs intervenues depuis TURPE 2 :
 - s'agissant des remises gratuites d'ouvrages sous TURPE 2, la valeur brute des actifs sortis des immobilisations ;
 - s'agissant des participations de tiers reçues sous TURPE 2 et des provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif, la quote-part de la valeur brute des actifs sortis qu'elles ont financée ;
- elle revient à considérer que ce montant et la rémunération associés doivent être constants à perpétuité alors que la décision du Conseil d'Etat mentionne une valeur nette comptable, ce qui implique une dégressivité ;
- elle ne tient pas compte, pour la détermination du montant à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés, « des économies d'impôts réalisées par le gestionnaire de réseau durant la période tarifaire dite « TURPE 2 » » dans la mesure où c'est seulement à travers les modalités de rémunération du montant intégré qu'il en tient compte.

Méthode retenue par la CRE pour le TURPE 5 bis

Le Conseil d'Etat ayant rejeté l'essentiel des critiques dirigées contre les délibérations du 17 novembre 2016 et du 19 janvier 2017, notamment sur la méthode utilisée par la CRE pour la détermination des charges de capital, la CRE reconduit la méthode de détermination des charges de capital en vigueur dans le tarif TURPE 5 HTA-BT.

Elle procède cependant à deux ajustements qui affectent le montant des charges de capital :

- intégration aux capitaux propres régulés d'un montant dégressif, de l'ordre de 1,6 Md€ au 1^{er} janvier 2018, pour tirer les conséquences de la décision du Conseil d'Etat (impact à la hausse sur les charges de capital) ;
- révision du taux d'impôt sur les sociétés en application du cadre législatif en vigueur (impact à la baisse sur les charges de capital).

Dans un contexte où le délai octroyé par le Conseil d'Etat ne permettait pas de mener les travaux nécessaires pour fixer une nouvelle trajectoire tarifaire, pour la période TURPE 5 bis, ces ajustements ne sont pas intégrés à la trajectoire prévisionnelle de charges de capital prise en compte dans le calcul du revenu autorisé, mais sont pris en compte à travers le facteur Y_N défini au paragraphe 2.4 de la présente délibération.

Application de la décision du Conseil d'Etat :

La décision du Conseil d'Etat conduit à intégrer, à compter du 1^{er} janvier 2018, aux capitaux propres régulés un montant de l'ordre de 1,6 Md€.

Ce montant correspond à l'estimation, à partir des éléments transmis par Enedis, de la somme :

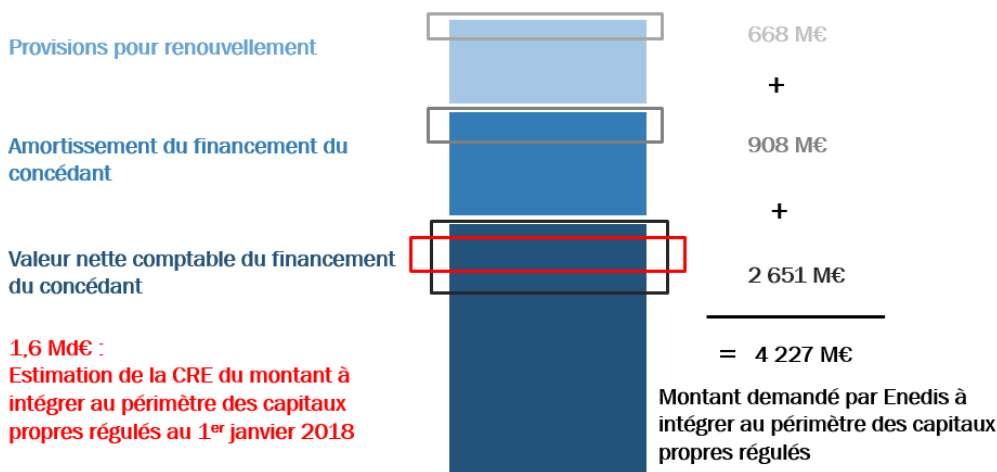
- de la valeur nette comptable du montant des remises gratuites d'ouvrages déduit des charges à couvrir sous TURPE 2 pour une valeur estimée à environ 1,3 Md€ au 1^{er} janvier 2018 ;

Ce montant tient compte, comme l'impose la décision du Conseil d'Etat « *des économies d'impôts réalisées par le gestionnaire de réseau, durant la période tarifaire dite « TURPE 2 », du fait de la déduction, des charges de capital compensées par le tarif, de la contrevaieur des ouvrages remis chaque année, gratuitement, par les autorités concédantes* ».

La décision du Conseil d'Etat conduit à ce que les « *économies d'impôts réalisées* » soient prises en compte dans le montant auquel « *doit être appliqué le « taux sans risque » en plus de la « prime de risque »* » et non, comme le propose Enedis, dans la rémunération du montant à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés.

- de la valeur nette comptable de la quote-part des actifs financée par affectation de provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2, pour une valeur estimée à environ 0,3 Md€ au 1^{er} janvier 2018.

Comparaison avec la demande d'Enedis :



Ce montant sera rémunéré au taux de rémunération des capitaux propres régulés, conformément à la méthode de calcul des charges de capital reconduite dans le TURPE 5 bis, conduisant à un impact de +64 M€ en 2018. Ce taux sera réexaminé à l'occasion du prochain exercice tarifaire.

La CRE considère que la décision du Conseil d'Etat conduit à faire évoluer chaque année le montant à intégrer aux capitaux propres régulés en considérant :

- l'amortissement des remises gratuites d'ouvrages de la période TURPE 2 et de la quote-part des actifs financée par affectation de provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2 ;
- des affectations de provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2 à compter du 1^{er} janvier 2018.

Le montant que la CRE intègre au périmètre des capitaux propres régulés et la rémunération associée sont ainsi dégressifs pour atteindre un niveau nul à horizon de l'amortissement intégral des actifs en question.

Pour la période 2018-2020, la CRE estime que la décision du Conseil d'Etat conduit à augmenter la rémunération d'Enedis des montants présentés ci-dessous, soit + 63 M€ en moyenne sur la période 2018-2020 :



en M€ courants	2018	2019	2020	Moyenne 2018-2020
Revenu autorisé supplémentaire	+ 64	+ 63	+ 61	+63

La CRE estime que la décision du Conseil d'Etat conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, à environ 750 M€₂₀₁₈ (voir annexe 1 – Montants à intégrer au périmètre des capitaux propres régules au 1^{er} janvier en application de la décision du Conseil d'Etat).

Taux d'impôt sur les sociétés :

Les taux de rémunération applicables à Enedis tiennent compte d'une charge d'impôt sur les sociétés estimée de manière normative à partir de la législation en vigueur au moment de la décision tarifaire.

La loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 a modifié le taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés.

Cette évolution du cadre législatif doit nécessairement être prise en compte dans cette nouvelle décision tarifaire. La CRE retient donc pour la période 2018-2020 un taux d'imposition construit comme la moyenne des taux d'imposition applicables à Enedis sur cette période. Cette révision du taux d'imposition sur les sociétés vient diminuer les taux de rémunération d'Enedis de 0,1 % par rapport aux taux en vigueur dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, conduisant à une baisse du revenu autorisé prévisionnel de l'ordre de - 58 M€ par an en moyenne sur la période 2018-2020.

L'impact de la révision du taux d'imposition sur les sociétés conduit, sur la période 2018-2020, à diminuer la rémunération d'Enedis des montants suivants :

en M€ courants	2018	2019	2020	Moyenne 2018-2020
Impact sur le niveau des charges de capital prévisionnelles de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, par rapport aux montants pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT	- 56	- 58	- 59	-58

Couverture des charges de capital des investissements réalisés

Certains contributeurs à la dernière consultation publique sur le TURPE 5 HTA-BT ont avancé que la méthode de couverture des charges de capital du TURPE 4, reconduite par la CRE, aurait pu 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 du TURPE 5 HTA-BT, reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT, prévoit la couverture *a posteriori* des éventuels écarts par rapport à ces prévisions, via le mécanisme de CRCP.

Le TURPE 5 bis 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 2018, la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT évolue en moyenne au 1^{er} août de chaque année N , en appliquant au tarif en vigueur au 31 juillet de l'année N la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N + Y_N$$

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 bis 5 HTA-BT sera donc comprise entre $(IPC - 2 \%)$ et $(IPC + 2 \%)$, hors prise en compte de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés ;
- Y_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés.

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, selon la méthode décrite 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° 714/2009²⁶, 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.

1.3 Cadre de régulation incitative pour le TURPE 5 bis 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 le cadre de régulation prévu par la délibération TURPE 5 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 bis HTA BT sont les suivants :

²⁶ 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

- 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 ;
- 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 » ;
- une incitation à la maîtrise des charges liées aux pertes électriques pour Enedis ;
- 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 ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service ;
- un dispositif spécifique dédié à la prise en compte en cours de période tarifaire des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
- des incitations à engager effectivement les dépenses de recherche et développement.

Le TURPE 5 bis HTA-BT est un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans à compter du 1^{er} août 2018, avec une évolution au 1^{er} août de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des parties prenantes une bonne visibilité sur l'évolution du TURPE 5 bis HTA-BT entre 2018 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.

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

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

Une trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Enedis a été définie dans le TURPE 5 HTA-BT sur la période 2017-2020. Compte-tenu du très bref délai laissé par le Conseil d'Etat à la CRE pour statuer à nouveau, la CRE n'a pas été en mesure de mener un processus tarifaire complet. Elle reconduit donc pour le TURPE 5 bis HTA-BT la trajectoire prévisionnelle de charges d'exploitation définitive pour le TURPE HTA-BT pour la période 2018-2020.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par Enedis au-delà de la trajectoire fixée par le TURPE 5 bis HTA-BT seront conservés intégralement par l'opérateur, comme pour le TURPE 5 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 étaient couverts à 100 % à travers le CRCP. L'incitation à l'amélioration de l'efficacité des dépenses d'investissements était donc limitée. A l'inverse, la majorité des charges d'exploitation d'Enedis hors charges liées au système électrique n'entraient pas dans le périmètre du CRCP et faisaient donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation pouvait 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. C'est pourquoi le TURPE 5 HTA-BT a introduit un mécanisme de régulation incitative des dépenses d'investissement d'Enedis, composé de deux mécanismes distincts portant sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux et sur les investissements hors réseaux.

A l'instar du TURPE 5 HTA-BT, le TURPE 5 bis HTA-BT retient 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. Il reconduit également les deux mécanismes de régulation incitative des dépenses d'investissement d'Enedis introduits par le TURPE 5 HTA-BT.

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

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit le mécanisme introduit par le TURPE 5 et 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 du TURPE 5 bis HTA-BT, 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€.

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 »

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit le 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.

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 5 de cette délibération.

Le mécanisme consiste à reconduire pour la période tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT la trajectoire d'évolution des charges de capital définie pour le TURPE 5 HTA-BT, 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 du TURPE 5 bis HTA-BT, 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 défini par le TURPE 5 HTA-BT est reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT. 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.

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.

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, le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit le mécanisme d'incitation à la maîtrise des charges relatives à la compensation des pertes selon les modalités définies par le TURPE 5 HTA-BT :

- pour chaque année de la période du TURPE 5 bis HTA-BT, un montant annuel de référence des pertes est déterminé *ex post* à partir d'un volume de référence et d'un coût moyen de référence. Le volume de référence est établi sur la base 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.

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit les principes du mécanisme d'incitation de la continuité d'alimentation du TURPE 5 HTA-BT qui ont été définis sur la base du retour d'expérience et d'une étude externe²⁸.

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

Au regard de l'analyse des performances atteintes au cours des années antérieures, les valeurs de référence pour Enedis définies par le TURPE 5 HTA-BT et reprises dans le TURPE 5 bis HTA-BT sont les suivantes :

Indicateur	2017 ²⁹ (à titre indicatif)	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 défini pour le TURPE 5 HTA-BT est reconduit pour le TURPE 5 bis HTA-BT. Il avait été 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 a permis de renforcer l'incitation de 50 % 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 maintenu à ± 83 M€ par an pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1% du temps.

En outre, la CRE reconduit le suivi pendant la période tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT 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 4 et comprend notamment les trois nouveaux indicateurs introduits par le TURPE 5 HTA-BT 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 poursuivre les travaux 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 4.

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 géographiques³⁰ aussi bien que des densités de population).

²⁹ Les données pour l'année 2017 sont rappelées à titre indicatif dans la présente délibération.

³⁰ Dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les zones géographiques correspondent à chacun des territoires.

1.3.3.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Pendant le TURPE 4, Enedis versait 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 limité à 2% de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures.

Dans TURPE 5, cette durée a été ramenée 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 a été supprimée. Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit la suppression de cette restriction. 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 rembourse 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 concernés³¹ la pénalité suivante par période de 5 heures, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures :

- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, 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 n'est 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 38 M€ par an (ce montant est inclus dans les charges nettes d'exploitation présentées au paragraphe 2.1.1). Le plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées *via* le CRCP est fixé à 80 M€.

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 4, 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 4. 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 annuels *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.

³¹ Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage. Il est applicable à l'ensemble des GRD (Enedis, ELD et EDF SEI).

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.

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service, en maintenant les évolutions apportées par le TURPE 5 HTA-BT notamment sur la base du retour d'expérience. Ces évolutions visent à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, à assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux autres parties prenantes, et à simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La CRE a 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 reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT les modifications apportées par le TURPE 5 HTA-BT :

- 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 ;
- 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.

Afin qu'Enedis reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière, l'objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus, défini par le TURPE 5 HTA-BT, ainsi que les valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs qui avaient été fixées par le TURPE 5 HTA-BT 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.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à Enedis et aux autres parties prenantes, le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit la liste de quatre indicateurs établie par le TURPE 5 HTA-BT dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières ont été fixés pour l'ensemble de la période tarifaire. 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.). Enedis doit en outre 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 continuer à 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 la présente délibération reconduit le mécanisme de suivi de la qualité de service en maintenant les modifications introduites par le TURPE 5 HTA-BT :

- 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.

Concernant EDF SEI, le mécanisme de suivi de la qualité de service applicable est celui défini par la délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé. Les indicateurs suivis sont rappelés en annexe 4.

En complément des indicateurs incités financièrement, la CRE reconduit le suivi pendant la période tarifaire d'autres indicateurs détaillés à l'annexe 4.

Par ailleurs, pour les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI, la remontée des résultats des indicateurs à la CRE sera faite à une 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 deux délibérations du 12 juin 2014³³ et du 8 décembre 2016³⁴ portant notamment 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.

Ces délibérations prévoient notamment que les gestionnaires de réseau transmettent chaque année à la CRE des feuilles de route « *smart grid* », décrivant leurs travaux de mise en œuvre des recommandations de la CRE. Ces feuilles de route sont publiées chaque année sur le site internet de la CRE.

S'agissant des aspects tarifaires des sujets de R&D et de déploiement des réseaux électriques intelligents, le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit les modalités du TURPE 5 HTA-BT et donne ainsi à Enedis les ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, en l'incitant 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 5 HTA-BT, destiné à donner à Enedis les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction

³³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension

³⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel

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 août 2017 le rapport présentant l'avancement des travaux de R&D d'Enedis de l'année 2016³⁵.

Une description des programmes de R&D de Enedis est fournie en annexe 6.

Traitement tarifaire des dépenses de R&D

La trajectoire retenue pour les dépenses de R&D dans le TURPE 5 HTA BT, et reconduite pour la période TURPE 5 bis, 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 (à titre indicatif)	2018	2019	2020
Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »	21	20	20	19
Thématique « Préparer l'évolution du rôle du Distributeur au service des acteurs »	20	21	21	22
Programme de démonstrateur de réseaux électriques intelligents	16	16	16	15
Subventions attendues	0,7	0,7	0,6	0,5
Charges d'exploitation de R&D supportées par le TURPE	56,3	56,3	56,4	55,5

En 2017, les dépenses d'Enedis ont été de 54 M€, au lieu des 56,3 M€ initialement prévus. Afin de maintenir une continuité dans la régulation incitative de la R&D, fondée sur la définition d'une couverture globale pour quatre ans, le montant de 2,3 M€ non dépensés en 2017 est pris en compte dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 bis et sera utilisé lors du calcul du CRCP de l'année 2020, en l'ajoutant à la somme des dépenses prévues sur les années 2018-2020.

1.3.5.2 Déploiement des réseaux électriques intelligents

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit le mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents introduit par le TURPE 5 HTA-BT.

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

³⁵ <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/enedis-programme-2016-de-r-d-et-d-innovation>



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 auraient pénalisé 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 était supportée par l'opérateur de réseau, alors qu'une baisse des dépenses d'investissement, donc des charges de capital, était rendue aux utilisateurs à travers le CRCP. Dans ces conditions, Enedis aurait pu 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 tarifaire, 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.

Le TURPE 5 HTA-BT a donc introduit un dispositif permettant à Enedis de demander, une fois par an, l'intégration dans la trajectoire de charges couvertes 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 échéant, 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 incitative³⁶, 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 fondé 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 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 reconduit les modalités de calcul du CRCP définies dans le TURPE 5 HTA-BT et le périmètre des 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 5 bis HTA-BT sont les suivants :

³⁶ 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 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 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) ;
- 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 bis 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 ont introduit des incertitudes sur les montants des contributions d'Enedis au FPE, qui ont justifié l'inclusion de ces charges, difficilement prévisibles, dans le périmètre du CRCP pour le TURPE 5 HTA-BT.

Dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 bis HTA-BT, bien que certaines incertitudes aient été levées notamment pour les reversements calculés à partir des coûts réellement exposés (voir *infra*), compte tenu des incertitudes restantes et du délai imparti, le TURPE 5 bis reconduit les trajectoires prévisionnelles retenues pour le TURPE 5 HTA-BT.

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

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

Seule EDF SEI a vu, sur la période TURPE 4, 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.

Ce montant a été confirmé pour l'année 2017 dans la délibération relative au TURPE 5 HTA-BT. La CRE a analysé courant 2017 les coûts d'EDF SEI, constitués de charges d'exploitation et de charges de capital, pour déterminer le niveau de dotation, au titre du FPE, dont bénéficiera cet opérateur pour les années 2018 et suivantes.

Dans sa délibération du 22 mars 2018³⁷, la CRE a ainsi déterminé un niveau annuel moyen de dotation, hors projet de comptage évolué de l'opérateur, s'élevant à 162,1 M€. La prise en compte de ce projet de comptage évolué conduit par ailleurs à allouer à EDF SEI 23,2 M€ de dotation supplémentaire par an en moyenne sur la période 2018-2021, soit un total de 185,4 M€ par an en moyenne. Cette délibération a par ailleurs introduit pour EDF SEI un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis.

Electricité de Mayotte (EDM) et Gérédis ont également demandé à bénéficier du nouveau dispositif de péréquation, au titre des périodes 2016-2017 d'une part, et 2018-2021 d'autre part. Dans ses délibérations en date du 27 septembre 2017³⁸, la CRE a défini les niveaux de dotation au titre du FPE pour ces deux opérateurs sur la période 2016-2017 :

- EDM a bénéficié de niveaux de dotation pour les années 2016 et 2017 s'élevant respectivement à 9,7 M€ et 12,6 M€ ;
- Gérédis, quant à lui, a bénéficié de niveaux de dotation pour les années 2016 et 2017 s'élevant respectivement à 15,9 M€ et 16,7 M€.

La CRE déterminera d'ici au 31 juillet 2018 les niveaux annuels de dotation FPE pour ces deux opérateurs au titre de la période 2018-2021, ainsi que les cadres de régulation associés.

La CRE pourra être amenée à déterminer un niveau de dotation 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.

Le niveau des charges prévisionnelles exposé dans la délibération relative au TURPE 5 HTA-BT est reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT. L'écart entre ce niveau de charges prévisionnelles et l'ensemble des charges réelles d'Enedis au titre du FPE sera compensé à travers le CRCP.

³⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

³⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2017 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres au titre des années 2016 et 2017 & Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2017 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Electricité de Mayotte au titre des années 2016 et 2017

Redevances de concession

Lors de l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT, un nouveau modèle type de contrat de concession était en cours d'élaboration par les instances représentatives des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et Enedis. Il a été signé en décembre 2017. Le montant des redevances qui en résulteront, ainsi que le rythme d'adoption de ce nouveau contrat dans les différentes concessions ne sont néanmoins pas connus avec précision. En conséquence, le TURPE 5 bis HTA-BT réinscrit dans le périmètre du CRCP les charges incluses à ce titre dans le TURPE 5 HTA-BT.

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 2010³⁹, 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 prises en compte lors de l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT.

L'audit des charges d'exploitation d'Enedis mené à l'occasion des travaux d'élaboration du TURPE 5 HTA-BT a fait apparaître des écarts entre les dotations aux provisions et les charges finalement constatées sur ce poste de charges. Le TURPE 5 HTA-BT a prévu l'inclusion de ces charges au périmètre du CRCP. Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit la trajectoire prévisionnelle définie par le TURPE 5 ainsi que l'inclusion de ces charges dans le périmètre du CRCP.

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 précisé⁴⁰ 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 ».

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.

La CRE a mandaté un consultant externe pour déterminer les paramètres de l'encadrement par la CRE du montant de la rémunération des fournisseurs par les GRD, qui a fait l'objet d'une consultation publique à la fin de l'année 2016. Les modalités de cette rémunération ont fait l'objet d'une décision de la CRE le 26 octobre 2017⁴¹, puis d'une nouvelle délibération le 18 janvier 2018 (délibération n°2018-011).

Par ailleurs, comme énoncé au paragraphe 3.2.1, le TURPE 5 bis HTA-BT, comme le TURPE 5 HTA-BT, prévoit que le montant de cette composante de gestion du TURPE 5 HTA-BT évolue automatiquement pour prendre en compte le montant moyen par client de la rémunération des fournisseurs.

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 du TURPE 5 HTA-BT et reconduites dans le TURPE 5 bis HTA-BT, sera donc compensée via le CRCP. De façon symétrique, le TURPE 5 bis HTA-BT réinscrit dans le périmètre du CRCP les charges d'Enedis liées à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique incluses dans le périmètre du CRCP du TURPE 5 HTA-BT. 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 définie par le TURPE 5 HTA-BT avait été simplifiée. Elle est cohérente avec un équilibrage tarifaire par année civile et est maintenue à l'identique pour le TURPE 5 bis HTA-BT.

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.

³⁹ 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

⁴⁰ 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.

⁴¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1er janvier 2018.

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 reconduit la clause de rendez-vous sur le niveau des charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT, 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 bis HTA-BT se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le TURPE 5 bis 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

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit à l'identique la structure du TURPE 5 HTA-BT.

1.4.1 Méthode de construction des composantes de soutirage du TURPE 5 HTA-BT, reconduite pour le TURPE 5 bis HTA-BT

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 horosaisonnaire 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 1.4.1.2 et suivants.

1.4.1.2 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

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 le 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 fondé le calcul des coûts unitaires du TURPE 5 sur les soutirages réalisés au cours des dix dernières années.

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, comme pour le TURPE 5 bis HTA-BT qui reconduit la structure du 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 additionnelle⁴² 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.

⁴² 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.

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, il avait été décidé de lisser cette évolution de la part puissance en l'appliquant progressivement sur la durée du TURPE 5 HTA-BT (cf. paragraphe 1.4.2.4). Le principe et le rythme de ce lissage sont maintenus pour le TURPE 5 bis HTA-BT.

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.

Coûts horaires des pertes

Les coûts horaires liés à la compensation des pertes sont calculés, comme pour le TURPE 4, à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles.

1.4.1.3 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 le 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.

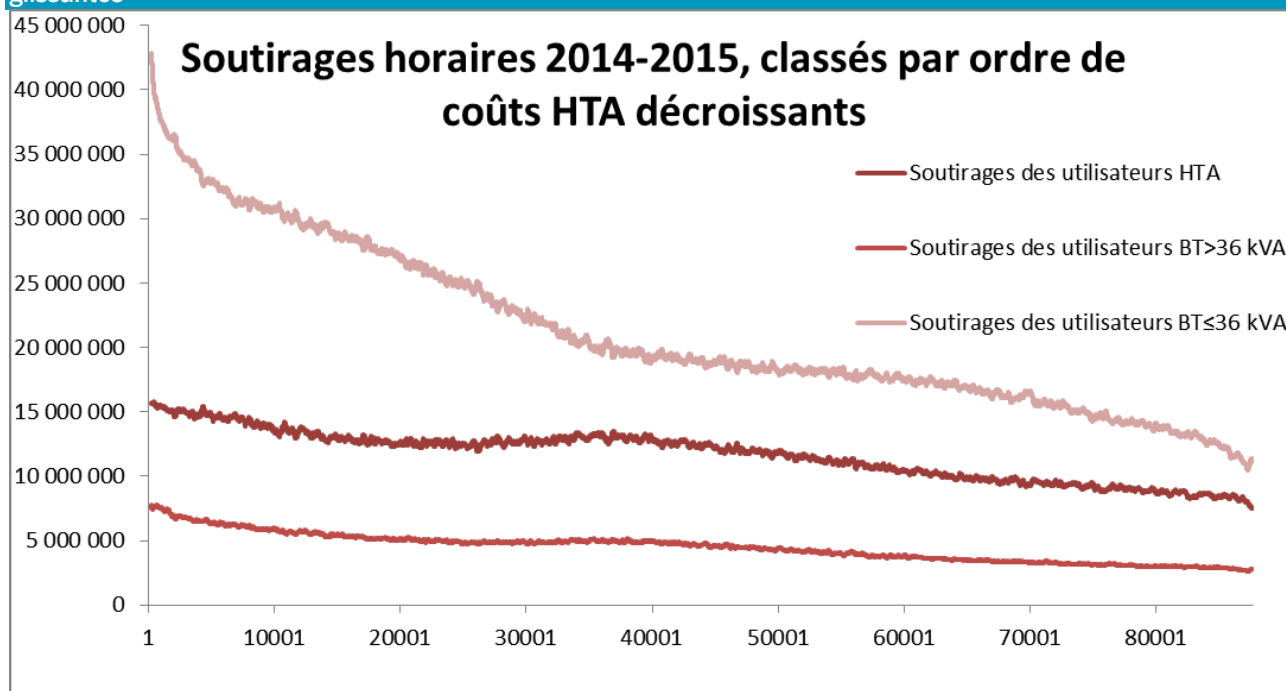
La CRE a utilisé pour construire le TURPE 5 les matrices de flux prévisionnelles (2017-2020) transmises par RTE et Enedis.

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 composantes 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.

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 1.4.2.3). 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 ont été 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 a été pris en compte dès l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT au 1^{er} août 2017. Un autre tiers environ devait être 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. Ces évolutions prévues sur la période 2018-2020 sont reconduites pour le TURPE 5 bis HTA-BT. Enfin, 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 pour la période 2017-2020 :

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 (à titre indicatif)	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, de - 0,95 % par an en HTA et - 0,38 % par an en BT > 36 kVA, applicable au 1er août 2018, 2019 et 2020. Pour la BT ≤ 36 kVA, la mise en œuvre de cette évolution est détaillée au paragraphe 1.4.2.4.

1.4.1.4 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.

1.4.1.5 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 5 bis HTA-BT, qui reconduit la structure du TURPE 5 HTA-BT, 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

Pour TURPE 5 bis HTA-BT comme pour TURPE 4 HTA-BT et TURPE 5 HTA-BT, le domaine de tension BT ≤ 36kVA présente la particularité d'une coexistence entre des options tarifaires sans différenciation temporelle et une option avec différenciation temporelle (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 consommation⁴³ des heures creuses vers les heures pleines. Le TURPE 5 bis HTA-BT qui reconduit la structure du TURPE 5 HTA-BT prend en compte cet effet.

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

⁴³ 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)

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 ≤ 36 kVA. 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 longue utilisation dans le TURPE 5 bis HTA-BT qui reconduit la structure du TURPE 5 HTA-BT 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

La forme des grilles des composantes de soutirages définie dans le TURPE 5 HTA-BT est reconduite dans le TURPE 5 bis HTA-BT.

1.4.2.1 Généralisation des tarifs à 5 plages horosaisonnnières en HTA

Option tarifaire à pointe fixe en HTA

Compte tenu des possibilités offertes par l'évolution des systèmes de comptage, les grilles tarifaires du domaine de tension HTA ont été réaménagées dans le TURPE 5 HTA-BT 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.

Le TURPE 5 HTA-BT a supprimé l'option concave. Cette suppression a permis de donner à l'ensemble des utilisateurs raccordés en HTA un signal-prix à différenciation temporelle, reflétant plus finement les coûts de réseau. Le TURPE 5 HTA-BT a également supprimé, dans un souci de simplification, le tarif à huit plages temporelles, peu souscrit (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 nationales⁴⁴ et celles des postes sources pour les années 2007 à 2012. Les années climatiques extrêmes, ce synchronisme est plus fort (82 % pour l'année 2011-2012⁴⁵, 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.

⁴⁴ Travaux menés en réalisant le calcul sur une période de 22 jours pour la pointe de consommation nationale

⁴⁵ Du 1er juillet 2011 au 30 juin 2012

Le TURPE 5 HTA-BT a 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 critiques⁴⁶ 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 2016⁴⁷ 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.

Grilles tarifaires en HTA

Le TURPE 5 bis HTA-BT 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 capacité, comporte dix heures par jour, réparties sur au maximum quinze jours tirés par RTE, 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.

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

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

En conséquence, le TURPE 5 HTA-BT prévoyait 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 la décision du 7 juin 2018⁴⁸, la CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT, pour les utilisateurs raccordés au réseau basse tension en BT > 36 kVA et participant à une opération d'autoconsommation collective, une option tarifaire à quatre plages temporelles, distinguant flux autoproduits et alloproduits, déclinée en deux versions, courte ou longue utilisation.

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit les deux versions tarifaires accessibles à l'ensemble des utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA ainsi que les deux versions tarifaires proposées uniquement aux utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective.

1.4.2.3 Introduction de tarifs à 4 plages horsaisonniers en BT ≤ 36 kVA

Le déploiement des compteurs évolués, qui équipaient 20 % des utilisateurs en BT ≤ 36 kVA à la fin 2017 et devaient équiper 40 % des utilisateurs en BT ≤ 36 kVA à la fin 2018, a constitué, dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT, 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

⁴⁶ Soit les heures de forte consommation qui servent à définir les besoins d'investissements dans les réseaux.

⁴⁷ 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

⁴⁸ Délibération de CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

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 est 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 sont 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 sont 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 voient donc leur facture TURPE baisser. Les utilisateurs pour lesquels une option à quatre plages temporelles ne serait pas intéressante peuvent 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 a nécessité 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 2020⁴⁹.

La cohabitation d'options tarifaires saisonnalisées et d'options sans différenciation saisonnière peut en outre entraîner certains effets d'aubaine, pour des utilisateurs qui souscrivent 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 a reconduit dans le TURPE 5 et dans le TURPE 5 bis HTA-BT, 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.

Par ailleurs, une mesure transitoire est également mise en œuvre au cours des six mois suivant la date à laquelle un compteur évolué, récemment posé, est devenu communicant⁵⁰ : l'utilisateur peut changer une fois d'option au cours de cette période⁵¹.

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

Par la décision du 7 juin 2018⁵², la CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT, pour les utilisateurs raccordés au réseau basse tension en BT < 36 kVA et participant à une opération d'autoconsommation collective, une option tarifaire à quatre plages temporelles, distinguant flux autoproduits et alloproduits, déclinée en deux versions, courte ou longue utilisation.

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit les options du TURPE 5 accessibles à l'ensemble des utilisateurs raccordés en BT < 36 kVA ainsi que les deux versions tarifaires proposées uniquement aux utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective.

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

En BT ≤ 36 kVA, trois évolutions de la structure des grilles tarifaires ont été mises en œuvre à l'occasion de l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT le 1^{er} août 2017. D'autres évolutions avaient été prévues par le TURPE 5, avec une mise en œuvre progressive sur la période 2017-2021. Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit cette entrée en vigueur progressive :

- 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 1.4.1.2, 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 1.4.1.3) ;

⁴⁹ 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.

⁵⁰ Ou, lorsque cette date est antérieure à l'entrée en vigueur du TURPE, dans les six mois à compter de son entrée en vigueur.

⁵¹ 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.

⁵² Délibération de Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

- 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 sont 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 temporelle⁵³, dont l'ensemble des coefficients de la composante de soutirage augmenteront de + 0,35 % par an à ces mêmes échéances.

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

Le TURPE 5 ne définit pas dans ses règles tarifaires les périodes pendant lesquelles les heures creuses de la BT ≤ 36 kVA peuvent être placées⁵⁴, mais laisse les GRD les définir librement en fonction des contraintes du réseau. Cet assouplissement leur permet de mieux s'adapter aux évolutions du système électrique, et notamment au développement de la production renouvelable décentralisée.

De même, le TURPE 5 assouplit les règles concernant la fixation de la « saison haute ». Dans TURPE 4, cette saison haute correspondait, pour tous les niveaux de tension concernés aux mois de novembre à mars. Elle était par 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.

Afin de permettre au tarif de tenir compte de ces spécificités locales, le TURPE 5 bis HTA-BT, à l'instar du TURPE 5 HTA-BT, 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 est resté inchangé et la période retenue comme saison haute était celle des mois de novembre à mars. Chaque GRD peut 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 a reconduit en grande partie les règles tarifaires définies par le TURPE 4 HTA-BT. Elle a introduit cependant certaines évolutions, présentées ci-après. Toutes les composantes et règles tarifaires du TURPE 5 HTA-BT ont été reconduites dans le TURPE 5 bis HTA-BT.

1.4.3.1 Composante de gestion

Mise à jour du niveau de la composante de gestion

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit le niveau de la composante de gestion, pour chaque domaine de tension de raccordement et catégorie de puissance souscrite, tel qu'il a été défini dans le TURPE 5 HTA-BT

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 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 (CoRD*i*S) a par ailleurs précisé la nature de la relation contractuelle liant l'utilisateur, le GRD et le fournisseur, et indiqué⁵⁵ 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

⁵³ 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.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ 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.

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 a organisé une consultation publique en fin d'année 2016. Les modalités de cette rémunération ont fait l'objet d'une décision de la CRE du 26 octobre 2017⁵⁶, puis d'une nouvelle délibération le 18 janvier 2018 (délibération n° 2018-011).

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.

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

Pour les consommateurs raccordés en BT \leq 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 unique⁵⁷, 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 ont fait 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 ont fait l'objet de la décision de la CRE du 26 octobre 2017 n° 2017-039 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016.

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 injectait une partie de sa production sur le réseau de distribution, et soutirait une partie de sa consommation du réseau, payait 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'était 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.

A l'instar du TURPE 5 HTA-BT, le TURPE 5 bis HTA BT prévoit donc que les autoproducteurs individuels avec injection paient une seule composante de gestion spécifique, d'un montant 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. Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit la modification du TURPE 5 HTA-BT résultant de la décision du 7 juin 2018⁵⁸ qui prévoit que les autoproducteurs individuels sans injection ainsi que les utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective paient une composante de gestion spécifique.

1.4.3.2 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.

Dans un souci de simplification des grilles tarifaires, le TURPE 5 HTA-BT a introduit un tarif unique pour la composante de comptage des utilisateurs raccordés en BT \leq 36 kVA dont le dispositif de comptage n'est pas la propriété de l'utilisateur. Ce tarif est reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT.

⁵⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1er janvier 2018.

⁵⁷ 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.

⁵⁸ Délibération de Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

1.4.3.3 Evolution des règles de dépassement de puissance

Le TURPE 4 HTA-BT prévoyait, 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 permettaient pas de relever les mêmes données.

Pour le TURPE 5 HTA-BT, la généralisation des compteurs évolués sur tous les domaines de tension concernés a permis de simplifier la tarification des dépassements, en ne retenant qu'une formule par domaine de tension. Ces règles sont reconduites dans le TURPE 5 bis HTA-BT.

En HTA, les dépassements sont 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 sont 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.

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'applique 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 protège 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.

1.4.3.4 Evolution des règles de souscription de puissance

Le TURPE 4 HTA-BT prévoyait 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 du TURPE 5 bis HTA-BT verra le déploiement des compteurs évolués se généraliser rendant cette possibilité effective pour tous les utilisateurs équipés de Linky.

1.4.4 Clause de rendez-vous

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, avait été introduite pour prendre en compte les éventuels changements importants dans les modes d'utilisation ou les méthodes de dimensionnement des réseaux. Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit cette clause de rendez-vous, y compris l'échéance de l'été 2019. 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.

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

S'agissant d'une annulation « *en tant que ne pas* », la décision du Conseil d'Etat ne remet pas en cause la méthode générale d'élaboration des tarifs et leurs principes d'évolution issus de la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Au regard du délai accordé par le Conseil d'Etat et au vu de la complexité des analyses permettant de déterminer les paramètres du TURPE HTA-BT (trajectoire des charges nettes d'exploitation, niveau des paramètres financiers, etc.), la CRE n'était pas en mesure de mettre en œuvre un processus tarifaire complet (audit des charges nettes d'exploitation, analyses financières, etc.).

En conséquence, les hypothèses retenues pour fixer le TURPE 5 HTA-BT sont reconduites pour leur grande majorité. En particulier, les trajectoires prévisionnelles retenues pour déterminer le revenu autorisé sont reprises pour les années 2018-2020. Les modifications du calcul des CCN introduites dans le TURPE 5 bis HTA-BT pour mettre en œuvre la décision du Conseil d'Etat (soit la modification du périmètre des capitaux propres régulés) et la révision du taux d'impôts sur les sociétés sont intégrées au travers d'un coefficient Y_N , ajouté à la formule d'évolution annuelle.

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.

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

2.1.1 Charges nettes d'exploitation

2.1.1.1 Charges d'accès au réseau public de transport

Le TURPE 5 bis HTA-BT, comme le TURPE 5 HTA-BT, retient une trajectoire de charges prenant en compte :

- l'évolution prévisionnelle du TURPE 5 HTB sur la période 2018-2020 ;
- 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.

Le TURPE 5 HTB prend en compte dans ses évolutions prévisionnelles au 1^{er} août des années 2018 à 2020 l'évolution de l'IPC.

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

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

2.1.1.2 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.

En ce qui concerne les volumes de pertes, la CRE a retenu, conformément à la demande d'Enedis, 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.

Concernant les prix de l'énergie, la CRE a retenu les prix constatés par Enedis pour les volumes de pertes qu'il avait déjà achetés au 30 juin 2016. Pour les volumes non encore achetés par Enedis au 30 juin 2016, elle a pris en compte les prix constatés des produits à terme durant les deux dernières semaines de juin 2016 (33 €/MWh pour les produits annuels).

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 du TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT est intégralement couvert au travers du CRCP. En outre, les charges relatives au raccordement des postes sources au réseau de transport ont été 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 :

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

2.1.1.3 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.

La CRE a retenu 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.

Le tableau suivant présente la trajectoire de charges nettes d'exploitation d'Enedis, hors charges liées à l'exploitation du système électrique par le TURPE 5 bis HTA-BT, résultant des analyses faites par la CRE pour le TURPE 5 HTA-BT.

En M€ courants	2018	2019	2020
Trajectoire retenue par la CRE			
Charges nettes d'exploitation, hors charges liées à l'exploitation du système électrique	4 542	4 582	4 591

2.1.2 Charges de capital

2.1.2.1 Paramètres du calcul des 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 2017-2021⁶⁰.

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

⁶⁰ Frontier Economics « Audit du taux de rémunération d'Enedis », juillet 2016.

Paramètres retenus pour le TURPE 5 HTA-BT

Pour le TURPE 5 HTA-BT, la CRE a retenu 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 %	$A \times (1 - E \times D) / (1 - D)$

Les niveaux de ces paramètres ont été fixés par la CRE en se fondant sur :

- l'analyse de la demande d'Enedis sur l'évaluation des paramètres financiers utilisés dans le calcul des charges de capital ;
- un audit réalisé pour le compte de la CRE par un consultant externe sur l'évaluation des paramètres financiers utilisés dans le calcul des charges de capital⁶¹ ;
- les travaux menés par la CRE sur l'évolution des paramètres financiers.

Par rapport aux valeurs retenues dans le TURPE 4 HTA-BT, les principales évolutions ont porté 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 était 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, le TURPE 5 HTA-BT prévoyait que les investissements (hors Linky) financés par des capitaux propres d'Enedis soient rémunérés à un taux de 6,7 %.

Prise en compte de l'évolution du taux d'imposition sur les sociétés dans le TURPE 5 bis HTA-BT

Au regard du délai accordé par le Conseil d'Etat et au vu de la complexité des analyses permettant de réviser le niveau des paramètres financiers intervenant dans le calcul des charges de capital, la CRE retient pour la période 2018-2020 un niveau des paramètres financiers identique à ceux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT.

La CRE prend par ailleurs en compte les conséquences de la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 qui modifie le taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés.

La CRE retient donc, pour la période 2018-2020, un taux d'impôt sur les sociétés de 31,79 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables à Enedis sur la période 2018-2020. Les différents paramètres de calcul des charges de capital pour la période TURPE 5 bis sont ainsi les suivants :

⁶¹ Frontier Economics « Audit du taux de rémunération d'Enedis », juillet 2016.



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

Ainsi, les investissements (hors Linky) financés par des capitaux propres d'Enedis seront rémunérés à un taux de 6,5 % sur l'ensemble de la période 2018-2020.

L'écart entre la rémunération d'Enedis au titre des charges de capital prévue par le TURPE 5 HTA-BT et la rémunération prévisionnelle pour la période TURPE 5 bis HTA-BT, en conséquence de l'application du nouveau taux d'imposition sur les sociétés, n'est pas intégré dans les charges prévisionnelles de charges de capital entrant dans le calcul du revenu autorisé pour la période TURPE 5 bis HTA-BT mais est pris en compte à travers le facteur Y_N défini au paragraphe 2.4 de la présente délibération.

La révision du taux d'imposition sur les sociétés conduit, sur la période 2018-2020, à diminuer le revenu autorisé d'Enedis des montants suivants :

en M€ courants	2018	2019	2020
Impact sur le niveau du revenu autorisé d'Enedis de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, par rapport aux montants pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT	- 56	- 58	- 59

2.1.2.2 Trajectoire d'investissement

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

En M€ courants	2018	2019	2020
Investissements totaux bruts	4 234	4 300	4 283
Investissements totaux bruts du projet Linky	965	965	822
Investissements totaux bruts hors Linky	3 269	3 335	3 461
dont Raccordement et renforcement	1 507	1 523	1 567
<i>Raccordement de clients</i>	901	920	958
<i>Raccordement de producteurs</i>	228	224	220
<i>Comptage et Transformateurs</i>	72	72	72
<i>Renforcement des réseaux</i>	306	307	317
dont Gestion des contraintes réglementaires	403	416	424
<i>Modification d'ouvrage</i>	155	157	160
<i>Sécurité, environnement et obligations réglementaires</i>	248	259	264
dont Outils de travail et moyens d'exploitation	324	312	310
<i>Moyens d'exploitation, SI région et logistique</i>	91	93	108
<i>Immobilier</i>	48	45	50
<i>SI (fonctions centrales)</i>	170	163	142
<i>Autres</i>	15	11	10
dont Renouvellement, Qualité & Modernisation du réseau	2000	2049	1982
<i>Qualité & Smart Grids autres que Linky</i>	1 035	1 084	1 160
<i>Linky</i>	965	965	822

La CRE a retenu, pour élaborer les trajectoires prévisionnelles de charges de capital du TURPE 5 HTA-BT et du TURPE 5 bis HTA-BT, l'intégralité des prévisions d'investissements figurant dans la demande d'Enedis.

2.1.2.3 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 du TURPE 5 bis HTA-BT sont identiques à celles du TURPE 5 HTA-BT :

En M€ courants	2018	2019	2020
BAR hors Linky (au 01.01.N)	50 280	51 486	52 679
BAR Linky (au 01.01.N)	1 139	1 967	2 736
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	5 602	6 103	6 592

L'ajustement du niveau des capitaux propres régulés afin de tirer les conséquences de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 conduit aux montants prévisionnels de capitaux propres régulés suivants sur la période 2018-2020 :

En M€ courants	2018	2019	2020
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	7 200	7 667	8 119

L'écart entre les montants prévisionnels de capitaux propres régulés prévus par le TURPE 5 HTA-BT et ceux qui auraient dû être retenus pour la période TURPE 5 bis HTA-BT, en application de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018, n'est pas intégré dans les charges prévisionnelles de charges de capital entrant dans le calcul du revenu autorisé pour la période TURPE 5 bis HTA-BT mais est pris en compte à travers le facteur Y_N défini au paragraphe 2.4 de la présente délibération.

Il conduit, sur la période 2018-2020, à augmenter le revenu autorisé d'Enedis des montants suivants :

en M€ courants	2018	2019	2020
Impact sur le niveau du revenu autorisé d'Enedis de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018, par rapport aux montants pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT	+ 64	+ 63	+ 61

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).

Evolution de la base d'actifs régulés Linky

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014⁶², 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.

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 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 capitaux propres investis par Enedis dans l'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 Linky⁶³.

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.

La décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 conduit ensuite à augmenter le montant des CPR de la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de chaque année :

- des remises gratuites d'ouvrages par les autorités concédantes à Enedis sur les années 2006 à 2008, dont le montant brut était déduit des charges à compenser par le tarif ;
- de la quote-part des actifs renouvelés financée par affectation de provisions pour renouvellement non prises en compte pour déterminer le niveau du TURPE 2.

Cette augmentation du montant des CPR est de l'ordre de + 1,6 Md€ en 2018. Elle est dégressive et atteindra un niveau nul d'ici environ 60 ans. Cet horizon correspond à la date d'amortissement intégral des derniers actifs financés en partie par affectation de provisions pour renouvellement non prises en compte pour fixer le niveau du tarif TURPE 2.

Les montants correspondants au 1^{er} janvier de chaque année et pris en compte pour calculer l'impact de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 pour les années 2018 à 2020 sont les suivants :

en M€ courants	2018	2019	2020
Augmentation des CPR en application de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018	+ 1 598	+ 1 564	+ 1 527

Les montants à intégrer aux capitaux propres régulés au 1^{er} janvier de chaque année afin de prendre en compte la décision du 9 mars 2018 du Conseil d'Etat sont détaillés en annexe 1 du présent document.

⁶²Délibération 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.

⁶³Conformément 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.



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 a retenu pour le TURPE 5 HTA-BT et a reconduit pour le TURPE 5 bis HTA-BT la formule ci-dessous :

$$\text{Charges de capital (hors Linky)} = \text{BAR (hors Linky)} \times \text{Marge sur actif} + \text{Capitaux propres régulés} \times \frac{\text{Taux sans risque}}{(1-\text{Taux d'IS})}$$

$$+ \text{Dotations nettes (hors Linky)} + \text{Emprunts financiers (hors Linky)} \times \text{Taux sans risque} \times \frac{(1-75\% \times \text{Taux d'IS})}{(1-\text{Taux d'IS})}$$

Ainsi, les montants prévisionnels des charges de capital d’Enedis à couvrir retenus pour le TURPE 5 HTA-BT et reconduits pour le TURPE 5 bis HTA-BT sont les suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020
Charges de capital hors Linky ⁶⁴ (1)	4 071	4 177	4 275
<i>dont application de la marge sur actif</i>	1307	1339	1370
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	230	250	270
<i>dont dotations aux amortissements hors Linky</i>	2 496	2 550	2 601
<i>dont dotations aux provisions pour renouvellement</i>	38	38	35
CCN Linky (2)	250	392	523
<i>dont rémunération de la BAR Linky</i>	117	202	280
<i>dont amortissement de la BAR Linky</i>	133	190	243
Charges de capital totales (1) +(2)	4 321	4 569	4 799

La décision du Conseil d’Etat aurait dû conduire à augmenter les montants prévisionnels de charges de capital. De la même manière, l’application du nouveau taux d’IS devrait également conduire à diminuer les niveaux prévisionnels de charges de capital.

Dans un contexte où le délai octroyé par le Conseil d’Etat du 9 mars 2018 ne permettait pas de mener les travaux nécessaires pour fixer une nouvelle trajectoire tarifaire, ces écarts sont pris en compte à travers le facteur Y_N défini au paragraphe 2.4 de la présente délibération.

Charges de capital « hors réseaux »

Comme présenté au paragraphe 1.3.1.2, la CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

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

⁶⁴ Ces trajectoires intègrent les charges de capital relatives aux actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».



Pour les systèmes d'information, le périmètre incité comprend l'ensemble des applications à l'exception des applications « hors socle »⁶⁵ détaillées dans l'annexe 5 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 pour le TURPE 5 HTA-BT 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 » pour le TURPE 5 HTA-BT et reconduites pour le TURPE 5 bis HTA-BT sont les suivantes⁶⁶ :

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

Les trajectoires prévisionnelles des BAR prises en compte dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » pour le TURPE 5 HTA-BT et reconduites pour le TURPE 5 bis HTA-BT sont les suivantes :

En M€ courants	2018	2019	2020
BAR Systèmes d'information (au 01.01.N)	171	166	165
BAR Immobilier (au 01.01.N)	227	231	230
BAR Véhicules (au 01.01.N)	75	80	83
BAR totale « hors réseaux »	473	477	478

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 »⁶⁷ pour le TURPE 5 HTA-BT et reconduits pour le TURPE 5 bis HTA-BT sont les suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020
Charges de capital Systèmes d'information	105	106	112
Charges de capital Immobilier	59	61	62
Charges de capital Véhicules	38	41	45
Charges de capital incitées	202	208	219

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 2018-2020.

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

Comme l'indiquait la décision tarifaire relative au TURPE 5 HTA-BT, le solde prévisionnel 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'élevait 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 2016⁶⁸, 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.

⁶⁵ 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 »

⁶⁶ Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 2.1.3.2

⁶⁷ Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 2.1.3.3

⁶⁸ 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

Le TURPE 5 HTA-BT prévoyait que le montant prévisionnel du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année 2017 soit apuré en quatre annuités constantes de 21 M€, venant en diminution du revenu autorisé. Ces annuités sont reprises dans le TURPE 5 bis HTA-BT pour le calcul du revenu autorisé pour les années 2018, 2019 et 2020.

La délibération du 5 juillet 2017⁶⁹ a fixé le solde définitif du CRCP du TURPE 4 HTA-BT à 272,1 M€ en faveur des utilisateurs. L'écart entre ce montant et le montant prévisionnel a été pris en compte dans le calcul du CRCP au 1^{er} janvier 2018 (cf. paragraphe 2.3 de la présente délibération).

2.1.4 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'Enedis⁷⁰ a mis en place un mécanisme de différé, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des compteurs évolués, des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital (amortissement et rémunération du capital investi). Pendant ce différé, ces effets sont imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Les montants imputés chaque année dans le CRL ont été établis *ex ante* sur la base du plan d'affaires communiqué par Enedis pour son projet de comptage évolué et permettent de neutraliser sur la période de 2014 à 2021 les impacts prévisionnels du projet sur les charges d'exploitation et de capital d'Enedis. L'année 2022 assure quant à elle la transition entre l'imputation dans le CRL de la totalité de l'impact du projet Linky et le début de l'apurement du CRL.

Pour la période 2018-2020, les montants imputés au CRL, prévus par la délibération TURPE 5 HTA-BT et reconduits dans le TURPE 5 bis HTA-BT, sont les suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020
Montants imputés au CRL	275	304	294

Le TURPE 5 HTA-BT prévoyait que les montants imputés au CRL soient retranchés, chaque année de la période tarifaire 2017-2020, du revenu autorisé total d'Enedis. Cette disposition est reconduite dans le TURPE 5 bis HTA-BT pour les années 2018 à 2020. 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.

2.1.5 Revenu autorisé au cours de la période tarifaire 2018-2020

Le revenu autorisé d'Enedis pour la période 2018-2020 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 2.1.1) ;
- les charges de capital (cf. paragraphe 2.1.2) ;
- contributions prévisionnelles d'Enedis au FPE déterminées par la CRE (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 2.1.4) ;
- l'apurement du solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2017 (cf. paragraphe 2.1.3).

Il se décompose de la façon suivante :

⁶⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-161 du 5 juillet 2017 portant décision sur le solde au 1^{er} janvier 2017 du compte de régularisation des charges et des produits des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA-et BT

⁷⁰ 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

En M€ courants	2018	2019	2020
Charges liées à l'exploitation du système électrique	4 663	4 639	4 612
<i>dont charge d'accès au RPT</i>	3 641	3 657	3 660
<i>dont autres charges liées à l'exploitation du système électrique</i>	1 022	982	952
Autres charges nettes d'exploitation	4 694	4 734	4 743
<i>dont contributions prévisionnelles d'Enedis au FPE déterminées par la CRE</i>	152	152	152
<i>dont autres charges nettes d'exploitation⁷¹</i>	4 542	4 582	4 591
Charges de capital ⁷²	4 321	4 569	4 799
Apurement du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	-21	-21	-21
Compte régulé de lissage (CRL) Linky	-275	-304	-294
Revenu autorisé total	13 382	13 617	13 840

2.2 Hypothèses de chiffre d'affaires prévisionnel

Dans le TURPE 5 HTA-BT comme dans le TURPE 5 bis HTA-BT, les écarts entre recettes prévisionnelles et recettes réalisées sont pris en compte au travers du mécanisme du CRCP.

Les prévisions de recettes tarifaires et de volumes d'énergie soutirée retenus dans le cadre du TURPE 5 et reconduites dans le TURPE 5 bis, sont les suivantes :

	2018	2019	2020
Volume d'énergie soutirée (TWh)	353,2	353,8	355,6
Recettes tarifaires prévisionnelles avec le tarif du 1 ^{er} août 2016 (M€ courants)	12 958	13 012	13 106

2.3 Calcul des coefficients IPC2018 + K2018

2.3.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac IPC₂₀₁₇

Pour rappel, l'inflation⁷³ prévisionnelle entre l'année 2015 et l'année 2016 retenue dans la délibération TURPE 5 HTA-BT est égale à 0,40 %, correspondant à une inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2016 de 1,004.

L'inflation réalisée entre l'année 2015 et l'année 2016 est égale à 0,19 %, correspondant à une inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2016 de 1,002.

⁷¹ 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)

⁷² A l'instar des autres trajectoires, les charges de capital prévisionnelles d'Enedis du TURPE 5 HTA-BT sont reconduites pour le TURPE 5 bis HTA-BT. Les impacts de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 sur cette trajectoire sont pris en compte à travers le facteur Y_N défini au paragraphe 2.4 de la présente délibération.

⁷³ L'indice retenu par la CRE est l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des Prix à la Consommation hors tabac (IPC), tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852).

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac IPC₂₀₁₈

Pour rappel, l'inflation prévisionnelle entre l'année 2016 et l'année 2017 retenue dans la délibération TURPE 5 HTA-BT est égale à 1,08 %, correspondant à une inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2017 de 1,015.

L'inflation réalisée entre l'année 2016 et l'année 2017 (IPC₂₀₁₈) est égale à 1,00 %, correspondant à une inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2017 de 1,012.

2.3.2 Solde du CRCP d'Enedis au 1^{er} janvier 2018

Le solde du CRCP au 31 décembre 2017 est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 ;
- et de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2017 et les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de cette même année.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2017 au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

2.3.2.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 est fixé à -193,4 M€ par la délibération de la CRE du 5 juillet 2017⁷⁴.

2.3.2.2 Revenu autorisé calculé *ex-post* au titre de l'année 2017

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé calculé *ex post* pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2017. Il indique également, à titre indicatif, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT et l'écart entre le revenu autorisé calculé *ex post* et ce montant prévisionnel.

La convention de signe de ce tableau est la suivante : un montant positif représente un montant à couvrir par le CRCP, tel qu'une charge ou un bonus pour Enedis ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges couvertes par le CRCP, tel qu'un produit ou une pénalité pour Enedis.

Montants au titre de l'année 2017 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 5 HTA-BT [B]	Ecart [A] - [B]
Charges			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées	+ 4 623,4	+ 4 633,2	- 9,8
Charges de capital incitées « hors réseaux »	+ 208,8		0,0
Autres charges de capital (charges de capital non incitées)	+ 3 836,6	+ 3 861,8	- 25,2
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	+ 54,2	+ 61,0	- 6,8
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis	+ 3 510,2	+ 3 494,0	+ 16,2
Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport	+ 48,3	+ 67,0	- 18,7
Charges liées à la compensation des pertes	+ 1 065,6	+ 964,7	+ 101,0
Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE	+ 94,0	+ 88,0	+ 6,0
Charges relatives aux contribution d'Enedis dans le cadre du FPE	+ 207,2	+ 170,0	+ 37,2

⁷⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-161 du 5 juillet 2017 portant décision sur le solde au 1^{er} janvier 2017 du compte de régularisation des charges et des produits des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Charges relatives aux redevances de concession	+ 294,5	+ 304,0	- 9,5
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique	0,0	0,0	0,0
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	0,0	0,0	0,0
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel	+ 32,3	0,0	+ 32,3
Recettes			
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	- 671,6	- 613,0	- 58,6
Ecart de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes	0,0	0,0	0,0
Montant déterminé par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué	0,0	0,0	0,0

Montants au titre de l'année 2017 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé ex post [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 5 HTA-BT [B]	Ecart [A] - [B]
Incitations financières			
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux	0,0	0,0	0,0
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky	+ 1,0	0,0	+ 1,0
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	+ 18,1	0,0	+ 18,1
Régulation incitative de la qualité de service	+ 1,3	0,0	+ 1,3
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT			
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	-21,0		0,0
Montant imputé au CRL du projet Linky			
Montant imputé au CRL du projet Linky	-200,8		0,0
Total du revenu autorisé calculé ex post	13 101,9 M€	13 017,6 M€	+ 84,3 M€

Postes de charges retenus pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017

a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 4 623 M€, soit la valeur de référence définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (4 633 M€) :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2016 (1,004) ;
- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2016 (1,002).

b) Charges de capital incitées « hors réseaux »

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la valeur de référence définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT, soit 209 M€.

c) Autres charges de capital (charges de capital non incitées)

Le montant des charges de capital non incitées est égal à la différence entre :

- le montant des charges de capital, 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 ;
- le montant des charges de capital incitées « hors réseaux ».

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 3 837 M€, correspondant à un écart de 25 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (3 862 M€).

d) Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la valeur nette comptable des immobilisations démolies, soit 54 M€, correspondant à un écart de 7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (61 M€).

e) Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 3 510 M€, correspondant à un écart de 16 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (3 494 M€).

f) Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 48 M€, correspondant à un écart de 19 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (67 M€).

g) Charges liées à la compensation des pertes

La régulation incitative des pertes dans les réseaux ne donne lieu à aucun calcul d'incitation annuelle devant être prise en compte dans le revenu autorisé 2018. Le premier calcul d'incitation annuelle aura lieu au titre de l'année 2017 sera pris en compte dans le revenu autorisé 2019.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal au montant des charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 1 066 M€, correspondant à un écart de 101 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (965 M€).

h) Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 94 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2017 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. Ce montant correspond à un écart de 6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (88 M€).

i) Charges relatives aux contribution d'Enedis dans le cadre du FPE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 207 M€, correspondant à la somme des dotations et des contributions versées ou perçues par Enedis en 2017 au titre du fonds de péréquation de l'électricité. Pour l'année 2017, il est tenu compte d'un reversement d'Enedis à EDF SEI égal à 152 M€, tel que prévu par la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 correspond à un écart de 37 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (170 M€).

j) Charges relatives aux redevances de concession

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 294 M€, correspondant à la somme des redevances de concessions versées par Enedis en 2017 aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Ce montant correspond à un écart de 10 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (304 M€).

k) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est nul, Enedis n'ayant versé aucune contrepartie aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique en 2017. Ce montant correspond à un écart de 0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (0 M€).

l) Montants retenus au titre du mécanisme de 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.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 0 M€, correspondant à un écart de 0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (0 M€).

m) Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et 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.

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la valeur de référence définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT, soit 32 M€.

Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017

n) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 672 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2017 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de 59 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (- 613 M€).

o) Ecart de recettes liées à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est nul, les recettes effectivement perçues par Enedis en 2017 résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

Ce montant correspond à un écart de 0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (0 M€).

p) Montant déterminé par la CRE au titre de la prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué

Enedis est tenu de faire part à la CRE 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.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 0 M€, correspondant à un écart de 0 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (0 M€).

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2017

q) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

La régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ne donne lieu à aucun calcul d'incitation annuelle pour prise en compte dans le revenu autorisé 2018. Le premier calcul d'incitation annuelle aura lieu pour prise en compte dans le revenu autorisé 2019, sur la base des données provisoires disponibles au titre de l'année 2017.

r) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky

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'Enedis⁷⁵ (ci-après « *la Délibération Linky* »).

Incitation relative aux coûts du projet Linky

La Délibération Linky prévoit une incitation financière relative aux coûts du projet de comptage évolué d'Enedis (coût unitaire des compteurs et des systèmes associés et coût des systèmes d'information) calculée annuellement. Cette

⁷⁵ 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.

incitation prend la forme d'un bonus/malus, s'ajoutant à la prime de 3 % de rémunération des actifs mis en service dans le cadre de ce projet.

Avec plus de 2 millions de compteurs immobilisés en 2016, la base d'actifs de référence liée au projet de comptage évolué s'élève à 508 M€ au 31 décembre 2016. La base d'actifs réalisée s'élève à 476 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 0,9 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2017.

Incitation relative aux délais de déploiement

La Délibération Linky met en place un mécanisme de régulation incitative pour s'assurer du respect du calendrier prévisionnel de déploiement industriel du projet. Il repose sur un suivi régulier du respect de la trajectoire des taux prévisionnels de compteurs posés et communicants. La régulation incitative des délais de déploiement donne lieu à une pénalité si le taux réalisé de compteurs Linky posés et communicants est inférieur au taux cible prédéfini.

La régulation incitative sur les délais de déploiement du projet Linky repose sur un taux cible de compteurs Linky posés et communicants au 31 décembre 2017 de 11,3 %.

Le taux réalisé de compteurs Linky posés et communicants au 31 décembre 2017 (16,9 %) étant supérieur à ce taux cible, Enedis ne subit pas de pénalité à ce titre pour l'année 2017.

Incitations relatives à la performance du système

A fin 2017, près de 7,8 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont plus de 6,1 millions étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko.

Concernant la qualité de la pose, le taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement (0,8 %) en cumulé depuis le 1^{er} décembre 2015 étant égal à l'objectif cible, Enedis bénéficie d'un bonus de 0,5 M€.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2017 une pénalité de 0,48 M€ (cf. calcul détaillé en annexe 10) principalement due à sa contre-performance s'agissant du taux de disponibilité du portail internet « clients ».

Montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 donne lieu à un bonus de 1 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 10.

s) 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.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis au titre de l'année 2017, 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 de la délibération TURPE 5 HTA-BT, calculées au titre de l'année 2017 ;
- du montant cumulé versé en 2017, par Enedis aux utilisateurs, au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2 de l'annexe 3 de la délibération TURPE 5 HTA-BT, 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).

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 donne lieu à un bonus de 18 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation. Un bilan est fourni en annexe 10.

t) Régulation incitative de la qualité de service

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 3 de la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 donne lieu à un bonus de 1 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service. Un bilan est fourni en annexe 10.

Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT au titre de l'année 2017

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017, le montant à déduire au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA BT pour 2017 est fixé à 21 M€ par la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Compte régulé de lissage relatif au projet Linky au titre de l'année 2017

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017, le montant à déduire au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à 201 M€ par la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) au titre de l'année 2017

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2017-2020 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte dans le revenu autorisé calculé *ex post* pour l'année 2017.

2.3.2.3 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2017

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2017 ont été de 13 071 M€.

Les recettes tarifaires prévisionnelles au titre de l'année 2017, hors apurement du CRCP, étaient fixées à 13 050 M€ dans la délibération TURPE 5 HTA-BT.

2.3.2.4 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018

Le solde du CRCP du TURPE 5 HTA-BT d'Enedis au 1^{er} janvier 2018, tel qu'il aurait résulté de l'application des dispositions de la délibération TURPE 5 HTA-BT, est de - 166,9 M€₂₀₁₈.

Il se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP à apurer au 1 ^{er} août 2018	Montant (M€ ₂₀₁₇)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2017 [A]	-193,4 M€ ₂₀₁₇
Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> au titre de l'année 2017 [B]	13 101,9 M€ ₂₀₁₇
Recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2017 [C]	13 071,0 M€ ₂₀₁₇
Solde du CRCP au 31 décembre 2017 [A]+[B]-[C]	-162,5 M€ ₂₀₁₇
Actualisation au taux de 2,7%	-4,4 M€ ₂₀₁₇
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2018	-166,9 M€ ₂₀₁₈

2.3.3 Coefficient K₂₀₁₈ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoyait que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2018 prenne en compte un coefficient K₂₀₁₈ qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2019, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2018. La présente délibération prend en compte un coefficient identique dans la détermination du revenu autorisé d'Enedis.

La détermination du coefficient K₂₀₁₈ nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2019. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée sur cette période.

Compte-tenu des éléments qui précèdent, le coefficient K₂₀₁₈ est de - 1,27 %.

2.3.4 Evolution de la composante de gestion au 1^{er} août 2018

La délibération TURPE 5 HTA-BT modifiée par la délibération du 26 octobre 2017⁷⁶ prévoyait en outre que la composante de gestion (CG) soit établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur en utilisant un paramètre R_f qui, pour les clients raccordés en BT ≤ 36 kVA, est calculé comme :

$$R_{f \text{ BT} \leq 36 \text{ kVA}} = R_{ODM} \times P_{ODM \text{ 2018}} + R_{TRV \text{ 2018}} \times (1 - P_{ODM \text{ 2018}}) = 4,93$$

Où :

R_{ODM} : contrepartie financière prise en compte pour le fournisseur d'un client en offre de marché, identique à celle fixée dans la délibération TURPE 5 HTA-BT à 6,80 €/an ;

R_{TRV 2018} : contrepartie financière prise en compte pour le fournisseur d'un client au TRV identique à celle fixée dans la délibération TURPE 5 HTA-BT à 4,50 €/an ;

⁷⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT



$P_{ODM\ 2018}$: part des clients en offre de marché dont la valeur constatée au 31 décembre 2017 est de 18,7 %.

La présente délibération reconduit ce paramètre R_f et ses modalités de calcul.

2.4 Calcul et évolution du coefficient YN

Afin d'assurer la visibilité et la simplicité de la décision de la CRE dans un contexte où le délai octroyé par le Conseil d'Etat ne permettait pas de mener les travaux nécessaires pour fixer une nouvelle trajectoire tarifaire (audit des charges nettes d'exploitation, taux d'inflation prévisionnels, taux de rémunération, etc.), les effets de la décision du Conseil d'Etat (modification du périmètre des capitaux propres régulés) et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés sont directement pris en compte dans le coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août de chaque année, sous la forme d'un facteur Y_N , pour $N = 2018$ à 2020.

L'impact de la modification du périmètre des capitaux propres régulés induite par la décision du Conseil d'Etat et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, conduit, sur la période 2018-2020, à faire évoluer le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis des montants suivants :

Impact sur le niveau du revenu autorisé d'Enedis par rapport aux montants pris en compte dans la délibération TURPE 5 HTA-BT (en M€ courants)	2018	2019	2020
Modification du périmètre des capitaux propres régulés	+ 64	+ 63	+ 61
Révision du taux d'imposition sur les sociétés (montant prévisionnel)	- 56	- 58	- 59

S'agissant de l'impact de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, chaque année à partir de 2019, la différence entre les montants prévisionnels et les montants réalisés de l'année $N-1$ est pris en compte dans le calcul du coefficient Y_N .

Pour l'année 2018, on obtient $Y_{2018} = + 0,06$ %

2.5 Trajectoire d'évolution du TURPE 5 bis HTA-BT

La grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT, entrant en vigueur au 1^{er} août 2018, est définie par la présente délibération. Elle correspond à une baisse moyenne de - 0,21 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

Cette évolution correspond à la somme :

- des coefficients IPC_{2018} (+ 1,00 %), K_{2018} (- 1,27 %) tels que définis et calculés au paragraphe 2.3 de la présente délibération ;
- du facteur Y_{2018} (+ 0,06 %) tel que défini et calculé au paragraphe 2.4 de la présente délibération.

L'évolution moyenne de cette grille tarifaire, au 1^{er} août de chaque année, à compter du 1^{er} août 2019, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N + Y_N$$

Avec :

- Z_N : variation de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N , exprimée en pourcentage ;
- IPC_N : variation annuelle moyenne constatée entre l'année $N-1$ et l'année $N-2$ 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_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP de l'année $N-1$;
- Y_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'impact sur le revenu autorisé d'Enedis :
 - o des montants prévisionnels pour l'année N de l'impact de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 (modification du périmètre des capitaux régulés) et des conséquences de la révision du taux d'imposition sur les sociétés ;
 - o de l'écart entre les montants prévisionnels et réalisés pour l'année $N-1$ des conséquences de la révision du taux d'imposition sur les sociétés.

Le terme K_N 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 bis HTA-BT sera donc comprise entre $(IPC_N + Y_N - 2 \%)$ et $(IPC_N + Y_N + 2 \%)$, hors prise en compte des conséquences de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution du taux d'impôt sur les sociétés.

La différence constatée entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente décision et l'inflation réelle sera prise en compte au travers du CRCP.

Par ailleurs, les grilles tarifaires définies par la présente délibération reconduisent les évolutions tarifaires différenciées introduites par le TURPE 5 HTA-BT entre les domaines de tension et les catégories de puissance, qui s'ajoutent à l'évolution moyenne du TURPE 5 bis HTA-BT. Ainsi, les évolutions tarifaires en résultant en moyenne sont les suivantes :

Evolution tarifaire moyenne au 1 ^{er} août	2018	2019 à 2020
HTA	- 1,16 %	Z _N - 0,95 %
BT > 36 kVA	- 0,59 %	Z _N - 0,38 %
BT ≤ 36 kVA	- 0,21 %	Z _N (+ 0,44 €/kVA pour les parts proportionnelles à la puissance souscrite ⁷⁷)

⁷⁷ Toutes options tarifaires, sauf option longue utilisation sans différenciation temporelle, pour laquelle l'évolution est de +0,14 % / an.

3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT DITS « TURPE 5 BIS HTA-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 doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le 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 Autoproducteur individuel avec injection

Utilisateur équipé d'une installation de production et disposant, pour un même point de connexion, d'un contrat d'accès au réseau en injection et d'un contrat d'accès au réseau en soutirage, ou d'un contrat d'accès au réseau associant injection et soutirage.

3.1.1.4 Autoproducteur individuel sans injection

Utilisateur équipé d'une installation de production et qui ne dispose que d'un contrat d'accès au réseau en soutirage.

3.1.1.5 Autoprodacteur en collectif

Utilisateur participant à une opération d'autoconsommation collective, telle que définie par les dispositions de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT).

3.1.1.6 Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

3.1.1.7 Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L.111-91 à L.111-94 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur⁷⁸.

3.1.1.8 Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

3.1.1.9 Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

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.

3.1.1.10 Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

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 Domaine haute tension
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

⁷⁸ 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



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 ».

3.1.1.11 Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

3.1.1.12 Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

3.1.1.13 Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

3.1.1.14 Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barres n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

3.1.1.15 Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

3.1.1.16 Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

3.1.1.17 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.

3.1.1.18 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.

3.1.1.19 Poste tarifaire

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle poste tarifaire les catégories de soutirages pour lesquelles un même coefficient tarifaire s'applique.

3.1.1.20 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).

3.1.1.21 Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

3.1.1.22 Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

3.1.1.23 Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport tangente phi ($\text{tg } \varphi$).

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

3.1.1.24 Rapport tangente phi ($\text{tg } \varphi$)

Le rapport $\text{tg } \varphi$ mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $\text{tg } \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

3.1.1.25 Report de charges

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.

3.1.1.26 Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

3.1.1.27 Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaire de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

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, ainsi que 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 et 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 soutirage (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics : la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

3.2 Tarif applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019

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	199,57 + $C_{CARD\ HTA}$	199,57 + $R_{f\ HTA}$
BT > 36 kVA	99,78 + $C_{CARD\ BT > 36\ kVA}$	99,78 + $R_{f\ BT > 36\ kVA}$
BT ≤ 36 kVA	6,99 + $C_{CARD\ BT \leq 36\ kVA}$	6,99 + $R_{f\ BT \leq 36\ kVA}$

Les montants de la composante annuelle de gestion sont arrondis à 12 c€ près.

A compter du 1^{er} août 2018, les coefficients C_{CARD} sont les suivants :

Tableau 2 : Coefficients C_{CARD}

Domaine de tension et puissance de raccordement	Coefficient C_{CARD} (€/an)
HTA	212,00
BT > 36 kVA	106,00
BT ≤ 36 kVA	7,90

Les valeurs de références utilisées pour le calcul du coefficient $R_{f\ BT \leq 36\ kVA}$ à compter du 1^{er} août 2018 sont les suivantes :

Tableau 3 : Valeurs de référence pour le calcul du coefficient $R_{f\ BT \leq 36\ kVA}$ à compter du 1^{er} août 2018

Valeur de référence	Montant (€/an)
Contrepartie financière prise en compte pour le fournisseur d'un client en offre de marché	$R_{ODM} = 6,80$
Contrepartie financière prise en compte pour le fournisseur d'un client au TRV	$R_{TRV\ 2019} = 5,10$ $R_{TRV\ 2020} = 5,65$ $R_{TRV\ 2021} = 6,25$ $R_{TRV\ 2022} = 6,80$
Part des clients en offres de marché $P_{ODM\ N}$	$P_{ODM\ N}$ est égal à la part, en pourcentage, des clients BT ≤ 36 kVA en offre de marché au 31 décembre N-1. $P_{ODM\ 2018} = 18,70\ \%$

A compter du 1^{er} août 2018, les coefficients R_f sont les suivants :

Tableau 4 : Coefficients R_f

Domaine de tension et puissance de raccordement	Coefficient R_f (€/an)
HTA	156,00
BT > 36 kVA	78,00
BT ≤ 36 kVA	$R_{f \text{ BT} \leq 36 \text{ kVA } 2018} = R_{ODM} \times P_{ODM \text{ 2018}} + R_{TRV \text{ 2018}} \times (1 - P_{ODM \text{ 2018}}) = 4,93$ pour la période d'application du 01/08/2018 au 31/07/2019 $R_{f \text{ BT} \leq 36 \text{ kVA } N} = R_{ODM} \times P_{ODM \text{ N}} + R_{TRV \text{ N}} \times (1 - P_{ODM \text{ N}})$ pour la période d'application du 01/08/N au 31/07/N+1

Ainsi, la composante annuelle de gestion applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019 est la suivante :

Tableau 5 : Composante annuelle de gestion applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	411,60	355,56
BT > 36 kVA	205,80	177,84
BT ≤ 36 kVA	14,88	11,88

Pour les autoproducteurs individuels avec injection, la composante de gestion facturée est égale à la somme du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur, et de la moitié du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur⁷⁹.

Tableau 6 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels avec injection

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	$299,36 + C_{CARD \text{ HTA}} + R_{f \text{ HTA}}/2$
BT > 36 kVA	$149,68 + C_{CARD \text{ BT} > 36 \text{ kVA}} + R_{f \text{ BT} > 36 \text{ kVA}}/2$
BT ≤ 36 kVA	$10,48 + C_{CARD \text{ BT} \leq 36 \text{ kVA}} + R_{f \text{ BT} \leq 36 \text{ kVA}}/2$

Les montants de la composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels avec injection sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels avec injection applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019 est la suivante :

⁷⁹ Le montant de la composante de gestion des autoproducteurs, et notamment le terme $R_f/2$, ne présume pas du montant de la rémunération versée au fournisseur que la présente délibération n'a pas pour objet d'encadrer.

Tableau 7 : Composante de gestion du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019 des autoproducteurs individuels avec injection

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	589,32
BT > 36 kVA	294,72
BT ≤ 36 kVA	20,88

Pour les autoproducteurs individuels sans injection, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion hors coefficient R_f ou C_{CARD} , à laquelle s'ajoute le coefficient R_f ou C_{CARD} .

Tableau 8 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels sans injection

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	199,57 + $C_{CARD\ HTA}$	199,57 + $R_{f\ HTA}$
BT > 36 kVA	99,78 + $C_{CARD\ BT > 36\ kVA}$	99,78 + $R_{f\ BT > 36\ kVA}$
BT ≤ 36 kVA	6,99 + $C_{CARD\ BT \leq 36\ kVA}$	6,99 + $R_{f\ BT \leq 36\ kVA}$

Les montants de la composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019 est la suivante :

Tableau 9 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	411,60	355,56
BT > 36 kVA	205,80	177,84
BT ≤ 36 kVA	14,88	11,88

Pour les autoproducteurs en collectif, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion hors coefficient R_f ou C_{CARD} majorée de 50 %, à laquelle s'ajoute le coefficient R_f ou C_{CARD} .

Tableau 10 : Composante de gestion des autoproducteurs en collectif

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	149,68 + $C_{CARD\ BT > 36\ kVA}$	49,68 + $R_{f\ BT > 36\ kVA}$
BT ≤ 36 kVA	10,48 + $C_{CARD\ BT \leq 36\ kVA}$	10,48 + $R_{f\ BT \leq 36\ kVA}$

Les montants de la composante annuelle de gestion des autoproducteurs en collectif sont arrondis à 12 c€ près.

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019 est la suivante :

Tableau 11 : Composante de gestion des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2019

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	255,72	227,64
BT ≤ 36 kVA	18,36	15,36

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 13 et le Tableau 14), les coûts liés au processus de reconstitution des flux, ainsi que, le cas échéant, les coûts de location et d'entretien des dispositifs de comptage.

Elle est établie en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage, de la puissance souscrite et du domaine de tension selon le Tableau 13 et le Tableau 14 ci-après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes du tarif d'utilisation des réseaux publics.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, le montant de la composante annuelle de comptage est défini dans le Tableau 12 ci-dessous.

Les montants de la composante annuelle de gestion sont arrondis à 12 c€ près.

Tableau 12 : 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 13 ci-dessous, en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection.

Tableau 13 : 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	533,40
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	413,76
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁸⁰	19,80

⁸⁰ 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.



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 14 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 celle définie dans le Tableau 13 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.

Tableau 14 : 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	161,28
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	147,60
	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 15 ci-dessous :

Tableau 15 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

3.2.4 Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des quatre tarifs suivants :

- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile courte utilisation.

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA et pour chacune des cinq plages temporelles de l'option tarifaire choisie, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage⁸¹ est établie selon la formule suivante :

⁸¹ 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 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 $i - 1$.

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i$$

P_i désigne la puissance souscrite pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kW.

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

3.2.4.1 Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe

Pour le tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe, les coefficients b_i et c_i à appliquer pour les tarifs courte utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du Tableau 16 et du Tableau 17 ci-dessous :

Tableau 16 : 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)	$b_1 = 2,56$	$b_2 = 2,29$	$b_3 = 1,94$	$b_4 = 1,76$	$b_5 = 0,92$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,99$	$c_2 = 2,82$	$c_3 = 2,03$	$c_4 = 1,88$	$c_5 = 1,14$

Tableau 17 : 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)	$b_1 = 15,70$	$b_2 = 15,16$	$b_3 = 12,79$	$b_4 = 8,42$	$b_5 = 1,61$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,74$	$c_2 = 2,06$	$c_3 = 1,28$	$c_4 = 0,95$	$c_5 = 0,84$

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 février⁸², 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 inclus⁸³, 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.

⁸² Dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁸³ Ou, dans les ZNI, pendant une période de trois mois consécutifs faisant partie de la saison haute.

3.2.4.2 Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Pour le tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile, les coefficients b_i et c_i à appliquer pour les tarifs courte utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du Tableau 18 et du Tableau 19 ci-dessous :

Tableau 18 : 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)	$b_1 = 3,13$	$b_2 = 2,20$	$b_3 = 1,94$	$b_4 = 1,76$	$b_5 = 0,92$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,99$	$c_2 = 2,70$	$c_3 = 2,03$	$c_4 = 1,88$	$c_5 = 1,14$

Tableau 19 : 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)	$b_1 = 18,04$	$b_2 = 16,77$	$b_3 = 12,79$	$b_4 = 8,42$	$b_5 = 1,61$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,13$	$c_2 = 1,89$	$c_3 = 1,28$	$c_4 = 0,95$	$c_5 = 0,84$

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 février⁸⁴, 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 capacité⁸⁵.

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.

⁸⁴ Par exception, dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁸⁵ 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 soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles ;
- tarif longue utilisation à quatre plages temporelles.

Les autoproducteurs en collectif peuvent également souscrire les deux tarifs suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective ;
- tarif longue utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective.

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 février⁸⁶, 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 les autoproducteurs en collectif, les soutirages autoproduits correspondent à la part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie. Les soutirages alloproduits correspondent aux soutirages non-autoconsommés.

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA et pour chacune des plages temporelles⁸⁷ définies aux paragraphes 3.2.5.1, 3.2.5.2, 3.2.5.4 et 3.2.5.5, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente P_i où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i , les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage⁸⁸ 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.

Par exception, pour les points de connexion ayant sélectionné une formule tarifaire d'acheminement spécifique dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

⁸⁶ Par exception, dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁸⁷ 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.

⁸⁸ 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 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 $i-1$.

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^4 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{j=1}^8 c_j \cdot E_j$$

P_i désigne la puissance souscrite apparente pour la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kVA.

E_j désigne l'énergie active soutirée sur le $j^{\text{ème}}$ poste tarifaire, exprimée en kWh.

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 20 ci-dessous :

Tableau 20 : 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)	$b_1 = 9,93$	$b_2 = 5,10$	$b_3 = 3,72$	$b_4 = 1,12$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,78$	$c_2 = 2,93$	$c_3 = 2,17$	$c_4 = 1,78$

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 21 ci-dessous :

Tableau 21 : 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)	$b_1 = 18,23$	$b_2 = 10,86$	$b_3 = 8,90$	$b_4 = 3,69$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,16$	$c_2 = 2,79$	$c_3 = 1,88$	$c_4 = 1,73$

3.2.5.3 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – autoproduction collective

Pour le tarif BT > 36 kVA courte utilisation à 4 plages temporelles - autoproduction collective, les coefficients b_i et c_j à appliquer sont ceux des tableaux 22 et 23 ci-dessous :

Tableau 22 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	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)	$b_1 = 8,09$	$b_2 = 8,08$	$b_3 = 6,28$	$b_4 = 3,91$



Tableau 23 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,96$	$c_2 = 3,53$	$c_3 = 3,14$	$c_4 = 0,76$	$C_5 = 2,85$	$C_6 = 2,13$	$C_7 = 1,50$	$C_8 = 0,12$

3.2.5.4 Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation – autoproduction collective

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 4 plages temporelles - autoproduction collective, les coefficients b_i et c_j à appliquer sont ceux des tableaux 24 et 25 ci-dessous :

Tableau 24 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	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)	$b_1 = 19,51$	$b_2 = 14,82$	$b_3 = 11,18$	$b_4 = 7,81$

Tableau 25 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,63$	$c_2 = 3,37$	$c_3 = 2,31$	$c_4 = 0,12$	$C_5 = 2,05$	$C_6 = 2,02$	$C_7 = 1,36$	$C_8 = 0,08$

3.2.5.5 Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d'un point de connexion situé dans le domaine de tension BT > 36 kVA, les composantes mensuelles des dépassements de puissance apparente souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des plages temporelles du mois considéré, sur la base de la durée de dépassement h (en heures) et selon la formule ci-après :

$$CMDPS = \alpha * h$$

Pour la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite du domaine de tension BT > 36 kVA, le coefficient α employé est celui du tableau 26 ci-dessous :

Tableau 26 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

α (€ / h)
9,63

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 soutirage (CS) pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs sauf disposition transitoire prévue au paragraphe 3.2.12, un des cinq tarifs suivants, sous réserve de la compatibilité technique du compteur :

- tarif sans différenciation temporelle - courte utilisation ;
- tarif à quatre plages temporelles - courte utilisation ;
- tarif à deux plages temporelles - moyenne utilisation ;
- tarif à quatre plages temporelles - moyenne utilisation ;
- tarif sans différenciation temporelle - longue utilisation.

Les autoproducteurs en collectif peuvent également souscrire les deux tarifs suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective ;
- tarif moyenne utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective.

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite P par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{i=1}^n c_i \cdot E_i$$

Où :

- P désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié ;
- E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ plage temporelle, exprimée en kWh.

Par exception, pour les points de connexion ayant sélectionné une formule tarifaire d'acheminement spécifique dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{j=1}^n c_j \cdot E_j$$

Où :

- P désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié ;
- E_j désigne l'énergie active soutirée sur le $j^{\text{ème}}$ poste tarifaire, exprimée en kWh.



Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures réelles de début et de fin de périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement.

Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, elles sont éventuellement non contiguës.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février⁸⁹, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Pour les autoproducteurs en collectif, les soutirages autoproduits correspondent à la part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie. Les soutirages alloproduits correspondent aux soutirages non-autoconsommés.

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 27 et du Tableau 28 respectivement :

Tableau 27 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,80 ⁹⁰

Tableau 28 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

<i>c</i> (c€/kWh)
3,66

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* à appliquer sont ceux du Tableau 29 et du Tableau 30 respectivement :

Tableau 29 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,20 ⁹¹

Tableau 30 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>c</i> ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
7,34	3,66	1,88	1,35

⁸⁹ Dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

⁹⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,79 €/kVA.

⁹¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,21 €/kVA.



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_i* à appliquer sont ceux du Tableau 31 et du Tableau 32 respectivement :

Tableau 31 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	7,20 ⁹²

Tableau 32 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

<i>c₁</i> Heures pleines (c€/kWh)	<i>c₂</i> Heures creuses (c€/kWh)
3,88	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*, et *c_i* à appliquer sont ceux du Tableau 33 et du Tableau 34 respectivement :

Tableau 33 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	6,36 ⁹³

Tableau 34 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

<i>c₁</i> Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>c₂</i> Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>c₃</i> Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>c₄</i> Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
5,62	3,24	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 35 et Tableau 36 respectivement :

⁹² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 7,21 €/kVA.

⁹³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6,32 €/kVA.



Tableau 35 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

b (€/kVA/an)
58,68 ⁹⁴

Tableau 36 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
1,38

3.2.6.6 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

Pour le tarif courte utilisation à quatre plages temporelles spécifique à l'autoproduction collective, les coefficients *b* et *c_j* à appliquer sont ceux des tableaux 37 et 38 respectivement :

Tableau 37 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	3,12 ⁹⁵

Tableau 38 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	<i>c</i> ₁ = 7,06	<i>c</i> ₂ = 5,43	<i>c</i> ₃ = 2,01	<i>c</i> ₄ = 1,07	<i>c</i> ₅ = 2,89	<i>c</i> ₆ = 2,18	<i>c</i> ₇ = 0,75	<i>c</i> ₈ = 0,71

3.2.6.7 Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation – autoproduction collective

Pour le tarif courte utilisation à quatre plages temporelles spécifique à l'autoproduction collective, les coefficients *b* et *c_j* à appliquer sont ceux des tableaux 39 et 40 respectivement :

⁹⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 58,64 €/kVA.

⁹⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3,11 €/kVA.

Tableau 39 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	5,52 ⁹⁶

Tableau 40 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 5,45	c ₂ = 3,79	c ₃ = 1,89	c ₄ = 1,07	c ₅ = 2,66	c ₆ = 0,50	c ₇ = 0,36	c ₈ = 0,02

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 définies 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 41 :

Tableau 41 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 199,17	Liaisons aériennes : 872,70 Liaisons souterraines : 1 309,04

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 41 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

⁹⁶ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondi de 5,51 €/kVA.



somme de la composante résultant de l'application du barème du Tableau 41 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du Tableau 42 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 42 : Alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,25
BT	6,54

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 41 ci-dessus et de la composante établie selon le barème Tableau 43 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 43 : 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	8,10	1,75	65,04
HTB 1	HTA	2,82	1,75	23,09

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 de soutirage (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 44 suivant :

Tableau 44 : 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 soutirage (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

Pour les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA, les dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirage des gestionnaires de réseaux publics de distribution sont prévues au paragraphe 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 de soutirage 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 de soutirage (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion. Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite $P_{Souscrite}$.

$$CT = k * P_{Souscrite}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le Tableau 45 ci-dessous :

Tableau 45 : 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	8,18

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 de soutirage (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;

- l_2 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire 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 46 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 46 ci-dessous :

Tableau 46 : 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 47 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 47 ci-dessous.



Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le Tableau 47 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 47 : 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 48 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'elle aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Tableau 48 : 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 49 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 49 : 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

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.

3.3 Règles d'évolution tarifaire applicables à compter du 1^{er} août 2019

Le TURPE 5 bis HTA-BT reconduit la méthode d'évolution annuelle élaborée dans le TURPE 5 HTA-BT et introduit un coefficient Y_N portant l'impact de la décision du Conseil d'Etat et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés.

Chaque année N à compter de l'année 2019, le niveau des composantes définies par les tableaux 1, 6, 8, 10 et 11 à 49 présentés au paragraphe 3.2 évolue mécaniquement le 1^{er} août de l'année N . Pour les tableaux 1, 6, 8 et 10, cette évolution ne s'applique qu'aux valeurs numériques figurant dans ces tableaux sans s'appliquer aux termes C_{CARD} et R_f .

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), d'un coefficient permettant la prise en compte des effets de la décision du Conseil d'Etat (modification du périmètre des capitaux propres régulés), dans un contexte où le taux d'imposition sur les sociétés a diminué en 2018, 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 :

$$Z_{N,i} = IPC_N + K_N + Y_N + S_i$$

- $Z_{N,i}$: 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 de l'année $N-1$, compris entre -2 % et +2 % ;
- Y_N : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'impact sur le revenu autorisé d'Enedis :
 - des montants prévisionnels pour l'année N de l'impact de la décision du Conseil d'Etat du 9 mars 2018 (modification du périmètre des capitaux régulés) et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés ;
 - de l'écart entre les montants prévisionnels et réalisés pour l'année $N-1$ de l'impact de la révision du taux d'imposition sur les sociétés ;
- 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 en vigueur au 31 juillet 2018, reprise en annexe 9, par un coefficient d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1^{er} août de l'année N .

Les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 31 juillet 2018 et le 1^{er} août de l'année N , pour la catégorie i , sont calculés comme suit : $\prod_{n=2018}^N (1 + Z_{n,i})$.

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 31 juillet 2018 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 de soutirage des utilisateurs raccordés en BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, sont arrondis à la douzaine de centime la plus proche ;
- les autres coefficients sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

Les coefficients $Z_{2018,i}$ pris en compte pour le calcul du tarif applicable à compter du 1^{er} août 2019 sont calculés selon les formules présentées dans le tableau suivant :

	Coefficient Z_N exact	Valeur approximative (arrondie au centième)
$Z_{2018,1}$	$IPC_{2018} + K_{2018} + Y_{2018} + S_1$	-1,16%
$Z_{2018,2}$	$IPC_{2018} + K_{2018} + Y_{2018} + S_2$	-0,59%
$Z_{2018,3}$	$IPC_{2018} + K_{2018} + Y_{2018} + S_3$	0,14%
$Z_{2018,4}$	$IPC_{2018} + K_{2018} + Y_{2018} + S_4$	-0,21%

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 16 à 19) ;
 - coefficients relatifs à la composante des alimentations complémentaires et de secours en HTA (tableau 41 à 43) ;
- $i = 2$
 - $S_2 = - 0,38 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b_i et c_i en BT > 36 kVA (tableaux 20 à 25) ;
 - coefficients relatifs à la composante des alimentations de secours en BT > 36 kVA (tableau 42) ;
- $i = 3$
 - $S_3 = + 0,35 \%$
 - coefficients concernés :
 - coefficients b et c définissant la composante de soutirage de l'option longue utilisation en BT ≤ 36 kVA (tableaux 35 et 36) ;
- $i = 4$
 - $S_4 = 0 \%$
 - coefficients concernés :
 - tous les autres coefficients de la grille tarifaire (tableaux 1, 6, 8, 10, et 11 à 15)).

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

Chaque année N à compter de l'année 2019, 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 2019 et *N*) puis en les multipliant par les évolutions tarifaires réalisées cumulées (IPC réalisé et K_n réalisés, pour *n* compris entre 2019 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 2019 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 2019 et *N*).

Pour le calcul des apurements prévisionnels, les valeurs de référence des recettes tarifaires prévisionnelles sont les suivantes :

En M€ courants	2019	2020	2021
Evolution tarifaire prévisionnelle au 1 ^{er} août	1,26%	1,40%	
Recettes tarifaires prévisionnelles 1 ^{er} janvier – 31 juillet	7 880	8 037	8 152
Recettes tarifaires prévisionnelles 1 ^{er} août – 31 décembre	5 699	5 821	

3.3.4 Revenu autorisé calculé ex post de l'année *N*⁹⁷

Pour chaque année *N* à compter de l'année 2018, 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 sources 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 contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;

⁹⁷ Lors du calcul effectué l'année *N+1* pour déterminer le coefficient d'évolution K_{N+1}

- 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 ;
- 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	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique	4 694	4 734	4 743
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	635	658	687
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	-62	-64	-65
Redevances de concession	-316	-331	-340
Contributions d'Enedis au FPE	-170	-170	-170
Impayés correspondant au paiement du TURPE	-90	-87	-87
Charges nettes d'exploitation incitées	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* :

M€	2017	2018	2019	2020
Inflation prévisionnelle entre l'année N-2 et l'année N-1	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	2018	2019	2020
Valeurs de référence pour les charges de capital incitées « hors réseaux »	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	2018	2019	2020
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital non incitées	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

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 1 283 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 bis, 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_N

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 panier⁹⁸. 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 et dotations comprennent les montants résultant de l'application des formules normatives du mécanisme de FPE et,

⁹⁸ 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.

le cas échéant, les dotations déterminées par la CRE à partir des coûts réellement exposés, pour tout GRD desservant plus de 100 000 clients ou pour tout GRD intervenant dans les ZNI en ayant fait la demande.

Pour l'année 2018, la dotation d'EDF SEI est de 174,2 M. Les montants prévisionnels pour les années 2019-2021 sont les suivants

En M€	2019	2020	2021
Niveaux de dotation FPE pour EDF SEI, y compris projet de comptage évolué	180,7	189,7	196,9

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 contrepartie versée aux 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 contreparties versées aux fournisseurs par Enedis au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année *N* correspond aux contreparties versées l'année *N* au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux suivants pour chaque point de connexion, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts :

Domaine de tension	Période au titre de laquelle la contrepartie financière est versée au fournisseur	Montant maximal pris en compte pour chaque point de connexion (quelle que soit l'année du versement, hors intérêts éventuels)	
		En offre de marché (€ / an)	Au TRV (€ / an)
HTA	jusqu'au 31/12/2017	15,60	0,00
HTA	à compter du 01/01/2018	156,00	156,00
BT > 36 kVA	jusqu'au 31/12/2017	7,80	0,00
BT > 36 kVA	à compter du 01/01/2018	78,00	78,00
BT ≤ 36 kVA	jusqu'au 31/12/2005	2,75	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2006 au 31/12/2006	2,72	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2007 au 31/12/2007	2,70	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2008 au 31/12/2008	2,70	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2009 au 31/12/2009	2,66	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2010 au 31/12/2010	2,62	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2011 au 31/12/2011	2,61	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2012 au 31/12/2012	2,60	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2013 au 31/12/2013	2,58	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2014 au 31/12/2014	2,56	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2015 au 31/12/2015	2,53	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2016 au 31/12/2016	2,49	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2017 au 31/12/2017	2,42	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2018 au 31/07/2019	6,80	4,50
BT ≤ 36 kVA	du 01/08/2019 au 31/07/2020	6,80	5,10
BT ≤ 36 kVA	du 01/08/2020 au 31/07/2021	6,80	5,65
BT ≤ 36 kVA	du 01/08/2021 au 31/07/2022	6,80	6,25
BT ≤ 36 kVA	à compter du 01/08/2022	6,80	6,80



La CRE réexaminera en tant que de besoin la pertinence et les niveaux pris en compte pour les clients au TRV au cours de la période transitoire du 1^{er} août 2018 au 31 juillet 2022.

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 2018-2020 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 bis HTA-BT.

L'année *N*, l'écart annuel retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est le suivant :

En M€ courants	2018	2019	2020
Écarts prévisionnels entre les recettes et les charges	-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 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues Enedis pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant 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 bis.

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 bis, 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 .

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'Enedis⁹⁹.

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 bis HTA-BT, y compris le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, figurent en annexe 4 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 2018.

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 4 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 4, 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 2018. 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 bis HTA-BT figurent en annexe 3 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 3.

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	2018	2019	2020
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT	21	21	21

⁹⁹ 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	2018	2019	2020
Montants imputés au CRL	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 bis sont les suivants (y compris dépenses relatives aux projets « Smart grids » et minorés des subventions) :

En M€ courants	2018	2019	2020
Charges d'exploitation de R&D	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. Le montant de l'écart entre les charges prévisionnelles 2017 et le réalisé pour cette même année, sera ajouté à la trajectoire réalisée 2018-2020.

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.

28 juin 2018

DECISION

La méthode utilisée pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité décrite dans la présente délibération, le revenu autorisé et les autres paramètres du tarif, tels que décrit dans la partie 2 de la présente délibération et les règles tarifaires définies dans la partie 3 de cette même délibération sont ainsi décidés.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 22 juin 2018.

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

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Délibéré à Paris, le 28 juin 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

**ANNEXE 1 : MONTANTS A INTEGRER AU PERIMETRE DES CAPITAUX PROPRES
REGULES AU 1^{ER} JANVIER EN APPLICATION DE LA DECISION DU CONSEIL D'ETAT**

en M€ courants

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1 598	1 564	1 527	1 488	1 447	1 405	1 362	1 317	1 272	1 225

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1 178	1 130	1 081	1 032	982	929	875	817	760	702

2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
645	588	532	475	418	362	306	250	194	146

2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
111	93	82	73	64	56	48	42	36	31

2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067
27	22	19	16	13	10	8	6	5	3

2068	2069	2070	2071	2072	2073
2	1	1	0 ¹⁰⁰	0 ¹⁰¹	0 ¹⁰²

¹⁰⁰ Montant inférieur à 0,5 M€

¹⁰¹ Montant inférieur à 0,5 M€

¹⁰² Montant inférieur à 0,5 M€

ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES LE 1^{ER} AOUT 2018

1. Composante annuelle de gestion (CG)

1.1. Composante annuelle de gestion

Tableau 5 : 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	411,60	355,56
BT > 36 kVA	205,80	177,84
BT ≤ 36 kVA	14,88	11,88

1.2. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels avec injection

Tableau 7 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels avec injection

CG (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	589,32
BT > 36 kVA	294,72
BT ≤ 36 kVA	20,88

1.3. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection

Tableau 9 : Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	411,60	355,56
BT > 36 kVA	205,80	177,84
BT ≤ 36 kVA	14,88	11,88

1.4. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs en collectif

Tableau 11 : Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels en collectif

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	255,72	227,64
BT ≤ 36 kVA	18,36	15,36

2. Composante annuelle de comptage (CC)

2.1. Utilisateurs sans dispositif de comptage

Tableau 12 : 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 13 : 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	533,40
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	413,76
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ¹⁰³	19,80

2.3. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 14 : 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	161,28
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	147,60
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,36

3. Composante annuelle des injections (CI)

Tableau 15 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

¹⁰³ 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.



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 16 : 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)	$b_1 = 2,56$	$b_2 = 2,29$	$b_3 = 1,94$	$b_4 = 1,76$	$b_5 = 0,92$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,99$	$c_2 = 2,82$	$c_3 = 2,03$	$c_4 = 1,88$	$c_5 = 1,14$

Tableau 17 : 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)	$b_1 = 15,70$	$b_2 = 15,16$	$b_3 = 12,79$	$b_4 = 8,42$	$b_5 = 1,61$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,74$	$c_2 = 2,06$	$c_3 = 1,28$	$c_4 = 0,95$	$c_5 = 0,84$

4.2. Tarifs HTA avec différenciation temporelle à 5 classes à pointe mobile

Tableau 18 : 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)	$b_1 = 3,13$	$b_2 = 2,20$	$b_3 = 1,94$	$b_4 = 1,76$	$b_5 = 0,92$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,99$	$c_2 = 2,70$	$c_3 = 2,03$	$c_4 = 1,88$	$c_5 = 1,14$

Tableau 19 : 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 = 18,04	b ₂ = 16,77	b ₃ = 12,79	b ₄ = 8,42	b ₅ = 1,61
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 3,13	c ₂ = 1,89	c ₃ = 1,28	c ₄ = 0,95	c ₅ = 0,84

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 20 : 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 = 9,93	b ₂ = 5,10	b ₃ = 3,72	b ₄ = 1,12
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,78	c ₂ = 2,93	c ₃ = 2,17	c ₄ = 1,78

5.2. Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tableau 21 : 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 = 18,23	b ₂ = 10,86	b ₃ = 8,90	b ₄ = 3,69
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,16	c ₂ = 2,79	c ₃ = 1,88	c ₄ = 1,73

5.3. Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – autoproduction collective

Tableau 22 et 23 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	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 = 8,09	b ₂ = 8,08	b ₃ = 6,28	b ₄ = 3,91
Alloproduit - Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,96	c ₂ = 3,53	c ₃ = 3,14	c ₄ = 0,76
Autoproduit - Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₅ = 2,85	c ₆ = 2,13	c ₇ = 1,50	c ₈ = 0,12

5.4. Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation – autoproduction collective

Tableau 24 et 25 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	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 = 19,51	b ₂ = 14,82	b ₃ = 11,18	b ₄ = 7,81
Alloproduit - Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,63	c ₂ = 3,37	c ₃ = 2,31	c ₄ = 0,12
Autoproduit - Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₅ = 2,05	c ₆ = 2,02	c ₇ = 1,36	c ₈ = 0,08

5.5. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tableau 26 : Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

α (€ / h)
9,63

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 27 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,80



Tableau 28 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

C (c€/kWh)
3,66

6.2. Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation avec différenciation temporelle à quatre classes temporelles

Tableau 29 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	4,20

Tableau 30 : 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)
7,34	3,66	1,88	1,35

6.3. Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation

Tableau 31 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	7,20

Tableau 32 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

C1 Heures pleines (c€/kWh)	C2 Heures creuses (c€/kWh)
3,88	2,38

6.4. Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - moyenne utilisation

Tableau 33 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	6,36

Tableau 34 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie 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)
5,62	3,24	1,31	0,98

6.5. Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle - longue utilisation

Tableau 35 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

b (€/kVA/an)
58,68

Tableau 36 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
1,38

6.6. Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - courte utilisation – autoproduction collective

Tableau 37: Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	3,12

Tableau 38 : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles courte utilisation - part énergie – Autoproduction collective - Alloproduit

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)
7,06	5,43	2,01	1,07

Tableau 38 : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles courte utilisation - part énergie – Autoproduction collective - Autoproduit

C5 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C6 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C7 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C8 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
2,89	2,18	0,75	0,71

6.7. Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles - moyenne utilisation – autoproduction collective

Tableau 39 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	5,52

Tableau 40 : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation - part énergie – Autoproduction collective - Alloproduit

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)
5,45	3,79	1,89	1,07

Tableau 40 : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation - part énergie – Autoproduction collective - Autoproduit

C5 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C6 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C7 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C8 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
2,66	0,50	0,36	0,02

7. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

7.1. Alimentations complémentaires

Tableau 41 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 199,17	Liaisons aériennes : 872,70 Liaisons souterraines : 1 309,04

7.2. Alimentations de secours

Tableau 42 : Alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,25
BT	6,54

Tableau 43 : 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	8,10	1,75	65,04
HTB 1	HTA	2,82	1,75	23,09

8. Composante de regroupement (CR)

Tableau 44 : 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 de soutirage (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

9.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 45 : 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	8,18

10. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

10.1. Flux de soutirage

Tableau 46 : 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 47 : 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 48 : 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 49 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

ANNEXE 3 : 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 définies pour le TURPE 5 bis 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 bis 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 <i>via</i> 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 et réalisées à date demandée par le client (si le délai demandé est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M</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-relevé 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 : 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 : - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle

	- Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs
Objectif	- Objectif de référence : 98 % par année calendaire
Incitations	- Pénalités : 2 500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - 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	<u>Nombre de réclamations clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M</u>
Périmètre	- Toutes 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	- 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 : 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	- 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	<u>Nombre de réclamations pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur avant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</u>
Périmètre	- 100% des raccordements non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur, sur réclamation de l'utilisateur - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	- Pénalités : o 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA o 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT o 1 500 € pour les raccordements en HTA - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels

	- Versement : sur réclamation, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

1.1.7. 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	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> <ul style="list-style-type: none"> o Du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2018 : 89 % o Du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2020 : 90 % <u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> <ul style="list-style-type: none"> o Du 1^{er} janvier 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	<u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - 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 <u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - 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 - 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	- 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"> ○ du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 85 % ○ du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 88 % ○ 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"> ○ du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 88 % ○ du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 89 % ○ 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 - 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><u>Nombre d'heures de disponibilité durant la semaine pendant la période de garantie de service / Nombre total d'heures de garantie de service du portail SGE durant la semaine</u></p> <p><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 au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 10 000 € par année calendaire par centième de point en-dessous 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 bis
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 « affaires	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017

temps d'attente inférieur à 120 secondes	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 délai par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	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

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD desservant plus de 100 000 clients ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 5 HTA-BT.

2.1. Indicateur de suivi de la qualité de service donnant lieu à incitation financière

2.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	<i>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</i>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014



2.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD desservant plus de 100 000 clients.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	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



3. EDF SEI

1. Indicateurs incités financièrement

(a) Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées dans le trimestre et dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDF SEI / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDF SEI
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> <ul style="list-style-type: none"> - 68 % du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 73 % du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 78 % du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 83 % du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 1000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 1000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 320 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 2018-2021

(b) Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDF SEI</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDF SEI
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> <ul style="list-style-type: none"> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 57 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 2018-2021

(c) Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

Calcul	<i>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - 94,4 % du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 95,4 % du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 96 % du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 97 % du 1 ^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 5500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 5500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 308 k€ - Versement au travers du CRCP

(d) Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

Calcul	<i>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 90 % - du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 90 % - du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 90 % - du 1 ^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 % <u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 74 % - du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 79 % - du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 85 % - du 1 ^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - 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 <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - 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 : ± 203 k€ - Versement au travers du CRCP
--	--

(e) Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

Calcul	<u>Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre</u>
Périmètre	- 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 : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<p><u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 79 % - du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 83 % - du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 86 % - du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 % <p><u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 49 % - du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 63 % - du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 76 % - du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<p><u>Incitations envisagées pour les 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>Incitations envisagées pour les 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 : ± 427 k€ - Versement au travers du CRCP

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDF SEI	Nombre de rendez-vous replanifiés par EDF SEI (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDF SEI / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2019
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	2019



ANNEXE 4 : 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 géographiques¹⁰⁴ 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 délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

2. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à Enedis, à EDF SEI et à toutes les ELD, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Calcul	<i>Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures - En cas de coupure de plus 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental - En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux 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	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure

¹⁰⁴ 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>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.</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>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{105} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
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 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>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p>
--------	---

¹⁰⁵ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

	$DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{106} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
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 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 ($FM C_N^{BT}$), 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> $FM C_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{107} \text{ et brèves}^{108} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $FM C_N^{BT}$ 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 ($FM C_{Nref}^{BT}$) : <ul style="list-style-type: none"> 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) = $4 \text{ M€}/\text{coupure annuelle} \times (FM C_{Nref}^{BT} - FM C_N^{BT})$ - 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 ($FM C_N^{HTA}$), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p>
---------------	--

¹⁰⁶ Ibid.

¹⁰⁷ Ibid.

¹⁰⁸ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.



	$FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{109} \text{ et brèves}^{110} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- FMC _N ^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (FMC _{Nref} ^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 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	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 20 M€/coupure annuelle × (FMC _{Nref} ^{HTA} – FMC _N ^{HTA}) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

3.2. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, Enedis transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	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
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

¹⁰⁹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹¹⁰ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

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 ¹¹¹ 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

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients e définis pour le TURPE 5 HTA-BT

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, les ELD desservant plus de 100 000 clients transmettent à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	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
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
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT ($FM C_N^{BT}$), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle	En fonction du développement des SI des ELD desservant plus de 100 000 clients
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA ($FM C_N^{HTA}$), 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	Trimestrielle	En fonction du développement des SI des ELD desservant plus de 100 000 clients

¹¹¹ 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.



raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.		
---	--	--

5. EDF SEI

5.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{112} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 : 329 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 173 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT}$) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

5.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{113} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{HTA}) : du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 : 166 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 111 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

¹¹² Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹¹³ *Ibid.*



5.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

<p>Calcul</p>	<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> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{114} \text{ et brèves}^{115} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
<p>Périmètre</p>	<p>- FMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.</p>
<p>Suivi</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
<p>Objectif</p>	<p>- Objectif de référence (FMC_{Nref}^{BT}) : 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 : 5,59 coupures par an</p>
<p>Incitations</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 73 k€/coupure annuelle × ($FMC_N^{BT} - FMC_{Nref}^{BT}$) - Versement au travers du CRCP
<p>Date de mise en œuvre</p>	<p>1^{er} janvier 2018</p>

¹¹⁴ Ibid.

¹¹⁵ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

ANNEXE 5 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES DE CAPITAL « HORS RESEAUX »

Comme présenté au paragraphe 1.3.1.2, la CRE reconduit pour la période TURPE 5 bis 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 6 : 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-ups* 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 (se termine fin 2016)
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 (se termine fin 2016)
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, etc.) 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, etc.), de l'industrie électrique, du domaine des technologies de la communication et de l'information, des laboratoires de recherche, des *start-ups* 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 *start-ups* 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 *start-ups*. 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.

28 juin 2018

**ANNEXE 7 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION
DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

**ANNEXE 8 : REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS
(ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

ANNEXE 9 : COEFFICIENTS TARIFAIRES A PRENDRE EN COMPTE POUR LE CALCUL DE L'EVOLUTION ANNUELLE DU TURPE 5 BIS HTA-BT

1. Composante annuelle de gestion (CG)

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}

Tableau 6 : composante de gestion des autoproducteurs individuels sans injection

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 _{f HTA}
BT > 36 kVA	100,00 € + C _{CARD BT > 36 kVA}	100,00 € + R _{f BT > 36 kVA}
BT ≤ 36 kVA	7,00 € + C _{CARD BT ≤ 36 kVA}	7,00 € + R _{f BT ≤ 36 kVA}

Tableau 7 : Composante de gestion des autoproducteurs individuels avec injection

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

Tableau 10 : composante de gestion des autoproducteurs en collectif

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	150,00 € + C _{CARD BT > 36 kVA}	150,00 € + R _{f BT > 36 kVA}
BT ≤ 36 kVA	10,50 € + C _{CARD BT ≤ 36 kVA}	10,50 € + R _{f BT ≤ 36 kVA}

2. Composante annuelle de comptage (CC)

2.1. Utilisateurs sans dispositif de comptage

Tableau 12 : 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 13 : 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 ¹¹⁶	19,80

2.3. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 14 : 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 15 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

¹¹⁶ 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.



4. Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA

Tableau 16 : 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 17 : 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

Tableau 18 : 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 19 : 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

5. Composantes annuelles de soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT >36 kVA

Tableau 20 : 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

Tableau 21 : 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

Tableau 22 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	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 = 8,14	b ₂ = 8,13	b ₃ = 6,32	b ₄ = 3,93



Tableau 23 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,99	c ₂ = 3,55	c ₃ = 3,16	c ₄ = 0,76	C ₅ = 2,87	C ₆ = 2,14	C ₇ = 1,51	C ₈ = 0,12

Tableau 24 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	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 = 19,63	b ₂ = 14,91	b ₃ = 11,25	b ₄ = 7,86

Tableau 25 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 4,66	c ₂ = 3,39	c ₃ = 2,32	c ₄ = 0,12	C ₅ = 2,06	C ₆ = 2,03	C ₇ = 1,37	C ₈ = 0,08

5.1. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tableau 26 : 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

Tableau 27 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2017 au 31/07/2018	4,32 ¹¹⁷
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 28 : Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation – part énergie

C (c€/kWh)
3,67

Tableau 29: 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	3,72 ¹¹⁸
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

Tableau 30 : 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

¹¹⁷ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 4,36 €/kVA.

¹¹⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3,78 €/kVA.



Tableau 31 : 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	6,84 ¹¹⁹
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 32 : 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

Tableau 33 : 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	5,88 ¹²⁰
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 34 : 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

¹¹⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 6,79 €/kVA.

¹²⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 5,89 €/kVA.

Tableau 35 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

b (€/kVA/an)
58,56 ¹²¹

Tableau 36 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part énergie

c (c€/kWh)
1,38

Tableau 37 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	3,12
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	3,54
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	3,94

Tableau 38 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 7,07	c ₂ = 5,44	c ₃ = 2,01	c ₄ = 1,07	C ₅ = 2.90	C ₆ = 2.18	C ₇ = 0.75	C ₈ = 0.71

¹²¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 58,53 €/kVA.



Tableau 39 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance – autoproduction collective

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2018 au 31/07/2019	5,52
Du 01/08/2019 au 31/07/2020	5,95
Du 01/08/2020 au 31/07/2021	6,35

Tableau 40: Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part énergie – autoproduction collective

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 5.46	c ₂ = 3.80	c ₃ = 1.89	c ₄ = 1,07	C ₅ = 2.67	C ₆ = 0.50	C ₇ = 0.36	C ₈ = 0.02

7. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

7.1. Alimentations complémentaires

Tableau 41 : 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 42 : alimentation de secours – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	6,32
BT	6,58

Tableau 43 : 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 44 : 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 de soutirage (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

9.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 45 : 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 46 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $\text{tg } \varphi_{\text{max}}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	1,89
BT > 36 kVA	0,4	1,98

10.2. Flux d'injection

Tableau 47 : 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 48 : 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 49 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

ANNEXE 10 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2017

1. Incitations financières relatives à la continuité d'alimentation, à la qualité de service et à la maîtrise des pertes électriques

La délibération TURPE 5 HTA-BT du 17 novembre 2016 comprenait des mesures incitatives portant sur la continuité d'alimentation, la qualité de service et enfin sur la maîtrise des charges liées à la compensation des pertes électriques. Cette régulation incitative est reprise dans le TURPE 5 bis HTA-BT, et les montants des incitations au titre de l'année 2017 sont intégrés dans le revenu autorisé 2018.

Concernant la continuité d'alimentation, Enedis bénéficie en 2017 d'un bonus de 18,13 M€ en raison notamment de sa très bonne performance en termes de durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels sur les réseaux HTA.

S'agissant de la qualité de service, Enedis bénéficie d'un bonus de 1,33 M€.

2. Détail du calcul des incitations financières relatives à la qualité de service

2.1. Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client

Au cours de l'année 2017, le taux mensuel de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	83,3%
Février	85,0%
Mars	85,6%
Avril	87,4%
Mai	87,3%
Juin	86,9%
Juillet	84,5%
Août	82,0%
Septembre	82,6%
Octobre	84,3%
Novembre	84,4%
Décembre	88,1%
Moyenne	85,0 %

Le taux moyen de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés au cours de l'année 2017 (85,0 %) étant inférieur à l'objectif de référence (89 %), Enedis a supporté une pénalité de 1,57 M€ en faveur des utilisateurs du réseau.

2.2. Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre :

Au cours de l'année 2017, le taux mensuel d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	95,8%
Février	95,8%
Mars	95,9%
Avril	95,8%
Mai	95,7%
Juin	95,7%
Juillet	95,6%
Août	95,5%
Septembre	95,4%
Octobre	95,5%
Novembre	95,6%
Décembre	95,6%
Moyenne	95,6 %

Le taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement au cours de l'année 2017 (95,6 %) étant supérieur à l'objectif de référence (95,1 %), Enedis a bénéficié d'un bonus de 0,88 M€.

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

Au cours de l'année 2017, le taux de respect mensuel du délai de transmission à RTE des courbes demi-horaires de chaque responsable d'équilibre a été le suivant :

Trimestre	Taux
1 ^{er} trimestre	100 %
2 ^{ème} trimestre	100 %
3 ^{ème} trimestre	100 %
4 ^{ème} trimestre	100 %
Moyenne	100 %

Le taux de respect du délai de transmission à RTE des courbes demi-horaires de chaque responsable d'équilibre au cours de l'année 2017 (100 %) étant supérieur à l'objectif de référence (100 %), Enedis a bénéficié d'un bonus de 50 k€.

2.4. Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Au cours de l'année 2017, le taux mensuel de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	93,0%
Février	93,5%
Mars	92,5%
Avril	92,5%
Mai	91,6%
Juin	93,1%
Juillet	93,9%
Août	93,7%
Septembre	92,8%
Octobre	92,1%
Novembre	91,7%
Décembre	93,4%
Moyenne	92,8 %

Le taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires au cours de l'année 2017 (92,8 %) étant supérieur à l'objectif de référence (90 %), Enedis a bénéficié d'un bonus de 1,13 M€.

2.5. Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

Le taux de respect de l'envoi de la date convenue de mise à disposition des raccordements au cours de l'année 2017 étant supérieur à l'objectif de référence pour les clients BT > 36 kVA ¹²², Enedis a bénéficié d'un bonus de 0,26 M€.

2.6. Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client

Au cours de l'année 2017, les taux mensuels de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ont été les suivants :

Mois	Taux BT ≤ 36 kVA	Taux BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA
Janvier	73,1%	77,8%
Février	75,9%	81,2%
Mars	77,8%	80,8%
Avril	77,6%	82,3%
Mai	75,6%	78,9%
Juin	77,6%	81,5%
Juillet	78,7%	81,6%
Août	78,3%	78,0%
Septembre	76,7%	77,5%
Octobre	78,7%	77,2%
Novembre	80,3%	77,8%
Décembre	78,6%	79,8%
Moyenne	77,4 %	79,6 %

¹²² L'indicateur « Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements », pour les BT≤36kVA, initialement prévu pour le 1^{er} janvier 2017, est resté sous surveillance mais n'a pas atteint selon Enedis le degré de fiabilité suffisant pour servir de base à un calcul de bonus/malus. Aussi, la CRE a décidé de neutraliser cet indicateur pour le calcul de l'incitation relative à la qualité de service. Enedis poursuit des travaux de surveillance et fiabilisation de cet indicateur.

Le taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client au cours de l'année 2017 étant supérieur à l'objectif de référence pour les clients BT ≤ 36 kVA mais inférieur pour les clients BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA, Enedis a bénéficié d'un bonus de 0,27 M€.

2.7. Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur

Au cours de l'année 2017, le taux de disponibilité hebdomadaire de la fonction « *interrogation des données utiles à la commande de prestation* » du portail fournisseur a été le suivant :

Semaine	Taux	Semaine	Taux	Semaine	Taux	Semaine	Taux
1	100,00%	14	99,95%	27	99,82%	40	99,42%
2	100,00%	15	99,95%	28	99,82%	41	99,32%
3	100,00%	16	99,95%	29	99,81%	42	99,28%
4	99,98%	17	99,94%	30	99,78%	43	99,28%
5	99,98%	18	99,94%	31	99,77%	44	99,21%
6	99,98%	19	99,92%	32	99,77%	45	99,15%
7	99,98%	20	99,90%	33	99,77%	46	99,13%
8	99,98%	21	99,88%	34	99,71%	47	99,13%
9	99,98%	22	99,88%	35	99,67%	48	99,13%
10	99,98%	23	99,88%	36	99,67%	49	99,12%
11	99,98%	24	99,85%	37	99,65%	50	99,08%
12	99,98%	25	99,85%	38	99,62%	51	99,01%
13	99,95%	26	99,84%	39	99,59%	52	99,00%
Cumul	99,70 %						

Le taux de disponibilité de la fonction « *interrogation des données utiles à la commande de prestation* » du portail fournisseur au cours de l'année 2017 (99,7 %) étant supérieur à l'objectif de référence (99 %), Enedis a bénéficié d'un bonus de 0,35 M€.

2.8. Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

Au cours de l'année 2017, le taux mensuels d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	0,46%
Février	0,48%
Mars	0,42%
Avril	0,36%
Mai	0,33%
Juin	0,38%
Juillet	0,38%
Août	0,35%
Septembre	0,30%
Octobre	0,36%
Novembre	0,33%
Décembre	0,33%
Moyenne	0,37 %

Le taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année 2017 (0,37 %) étant inférieur à l'objectif de référence (0,4 %), Enedis a bénéficié d'un bonus de 0,03 M€.

2.9. Montant total des incitations financières portant sur la qualité de service à imputer au solde du CRCP d'Enedis

Dans l'ensemble, Enedis bénéficie d'un bonus de 1,33 M€ au titre de la régulation incitative de la qualité de service.

3. Détail du calcul des incitations financières relatives à la continuité d'alimentation

3.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

La durée moyenne de coupure en BT au cours de l'année 2017 (65,09 minutes) étant supérieure à l'objectif de référence (65 minutes), Enedis a supporté une pénalité de 0,58 M€.

3.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

La durée moyenne de coupure en HTA au cours de l'année 2017 (43,15 minutes) étant inférieure à l'objectif de référence (45,7 minutes), Enedis a bénéficié d'un bonus de 15,03 M€.

3.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

La fréquence moyenne de coupure en BT au cours de l'année 2017 (2,48 coupures) étant inférieure à l'objectif de référence (2,68 minutes), Enedis a bénéficié d'un bonus de 0,80 M€.

3.4. Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

La fréquence moyenne de coupure en HTA au cours de l'année 2017 (2,75 coupures) étant inférieure à l'objectif de référence (2,89 minutes), Enedis a bénéficié d'un bonus de 2,87 M€.

3.5. Montant total des incitations financières portant sur la qualité de service à imputer au solde du CRCP d'Enedis

Dans l'ensemble, Enedis bénéficie d'un bonus de 18,13 M€.

4. Calcul des incitations financières relatives à la performance du système de comptage évolué d'Enedis

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA a introduit une régulation incitative spécifique au projet Linky, concernant, d'une part, les coûts et les délais de déploiement et, d'autre part, la performance du système.

4.1. Incitations relatives à la performance du système

A fin 2017, 7,8 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky. Concernant la qualité de la pose, le taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement (0,8 %) en cumulé depuis le 1^{er} décembre 2015 étant égal à l'objectif cible, Enedis bénéficie d'un bonus de 500 k€.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté au titre de l'année 2017 une pénalité de 475 k€ (cf. calcul détaillé au point 5 de la présente annexe) principalement en raison du taux de disponibilité du portail internet « clients ».

4.2. Taux de télé-relevés journaliers réussis

Au cours de l'année 2017, le taux de télé-relevés journaliers réussis a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	98,4%
Février	94,5%
Mars	92,0%
Avril	98,5%
Mai	96,1%
Juin	94,3%
Juillet	98,3%
Août	98,3%
Septembre	98,3%
Octobre	98,4%
Novembre	98,2%
Décembre	97,9%

Enedis a supporté une pénalité de 0,05 M€ en raison de sa performance en mars 2017.

4.3. Taux de publication par Ginko des index réels mensuels

Au cours de l'année 2017, le taux de publication par Ginko des index réels mensuels a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	99,1%
Février	99,3%
Mars	99,1%
Avril	99,1%
Mai	99,2%
Juin	99,0%
Juillet	99,0%
Août	99,0%
Septembre	99,1%
Octobre	99,2%
Novembre	99,1%
Décembre	98,9%

Les taux de publication par Ginko des index réels mensuels au cours de l'année 2017 étant supérieurs à l'objectif mensuel (91 %), Enedis n'a pas supporté de pénalité.

4.4. Taux de disponibilité du portail internet « clients »

Au cours de l'année 2017, le taux de disponibilité du portail internet « clients » a été le suivant :

Semaine	Taux	Semaine	Taux	Semaine	Taux	Semaine	Taux
1	100,0%	14	100,0%	27	100,0%	40	100,0%
2	98,7%	15	100,0%	28	100,0%	41	95,7%
3	98,6%	16	97,4%	29	100,0%	42	98,6%
4	51,1%	17	100,0%	30	100,0%	43	99,6%
5	100,0%	18	99,3%	31	99,1%	44	100,0%
6	100,0%	19	100,0%	32	94,2%	45	86,6%
7	97,5%	20	92,3%	33	97,9%	46	99,4%
8	100,0%	21	100,0%	34	96,7%	47	98,7%
9	100,0%	22	100,0%	35	92,4%	48	100,0%
10	88,6%	23	100,0%	36	100,0%	49	96,5%
11	100,0%	24	100,0%	37	100,0%	50	94,4%
12	100,0%	25	100,0%	38	96,6%	51	100,0%
13	91,1%	26	100,0%	39	100,0%	52	100,0%

Enedis a supporté une pénalité de 0,30 M€.

4.5. Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

Au cours de l'année 2017, le taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	0,1%
Février	0,2%
Mars	0,2%
Avril	0,2%
Mai	0,2%
Juin	0,2%
Juillet	0,2%
Août	0,3%
Septembre	0,3%
Octobre	0,3%
Novembre	0,3%
Décembre	0,3%

Les taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours de l'année 2017 étant inférieurs à l'objectif mensuel (2 %), Enedis n'a pas supporté de pénalité.



4.6. Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs

Au cours de l'année 2017, le taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs a été le suivant :

Mois	Taux
Janvier	95,9%
Février	94,2%
Mars	90,5%
Avril	96,4%
Mai	96,0%
Juin	92,7%
Juillet	94,8%
Août	96,9%
Septembre	95,4%
Octobre	97,0%
Novembre	97,6%
Décembre	96,4%

Enedis a supporté une pénalité de 0,08 M€ en raison de sa performance en mars 2017.

4.7. Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile

Au cours de l'année 2017, le taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile a été de 92,9 %. Enedis supporte donc une pénalité de 0,05 M€.