



DELIBERATION N° 2017-199

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 septembre 2017 portant projet de 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Contexte

Les consommateurs d'électricité peuvent conclure avec leur fournisseur un contrat unique incluant la fourniture et l'accès aux réseaux publics de distribution, qui dispense le consommateur de conclure et de gérer lui-même un contrat d'accès au réseau avec le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Dans ce cadre, le fournisseur est l'interlocuteur privilégié du consommateur. Il gère alors pour le compte du GRD une partie de sa relation contractuelle avec les utilisateurs concernant l'accès aux réseaux publics de distribution (gestion des dossiers des utilisateurs, souscription et modification des formules tarifaires, accueil téléphonique, facturation et recouvrement des factures, etc.).

A l'origine, les contrats conclus entre les GRD et les fournisseurs ne prévoyaient pas de modalités financières spécifiques concernant la gestion de clientèle. Le fournisseur était, le cas échéant, rémunéré par le consommateur via la part fourniture de la facture pour l'ensemble des activités réalisées pour son compte et pour celui du GRD.

Le Conseil d'Etat a considéré, par une décision du 13 juillet 2016, que « *les stipulations des contrats conclus entre le gestionnaire de réseau et les fournisseurs d'électricité ne doivent pas laisser à la charge de ces derniers les coûts supportés par eux pour le compte du gestionnaire de réseau* ».

Il en résulte que la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des GRD, prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD pour les clients en contrat unique, doit faire l'objet d'une contrepartie par les gestionnaires de réseaux. Ainsi au lieu d'une rémunération globale via la part fourniture de la facture couvrant à la fois la gestion de clientèle liée à la fourniture et à la distribution, la rémunération de la gestion de clientèle réalisée par le fournisseur pour le compte du GRD doit dorénavant être spécifiquement distinguée.

A la suite des travaux qu'elle a engagés fin 2016 sur les coûts de gestion des clients en contrat unique, et notamment de l'étude externe qu'elle a fait réaliser sur l'analyse de ces coûts, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a organisé, du 4 mai au 9 juin 2017, une consultation publique relative à la rémunération de la gestion de clientèle effectuée par les fournisseurs pour le compte des GRD de gaz naturel et d'électricité auprès des clients en contrat unique. 42 contributions de fournisseurs, d'associations de consommateurs, de gestionnaires d'infrastructure, d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie, d'organisations syndicales et d'autres acteurs, ont été reçues. Les réponses dont les auteurs n'ont pas demandé qu'elles restent confidentielles sont publiées en même temps que la présente délibération.

Cadre juridique

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 ».

L'article L.341-3 du même code dispose que « Les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. » Cet article précise en outre 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 [...] ».

Objet de la délibération

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 5 HTA-BT » pour les utilisateurs raccordés en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT), sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017 pour une durée d'environ 4 ans, en application de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016¹ (ci-après dénommée « délibération TURPE 5 HTA-BT »).

En application des dispositions précitées, la présente délibération modifie la délibération TURPE 5 HTA-BT, afin de préciser les modalités de la prise en compte des charges liées à la gestion de clientèle.

Modification de la composante annuelle de gestion du TURPE 5 HTA-BT

La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoit, au sein de la part fixe du tarif, des composantes annuelles de gestion temporaires.

La présente délibération maintient l'application de ces composantes annuelles de gestion temporaires jusqu'au 31 décembre 2017. Elle modifie la délibération TURPE 5 HTA-BT, à compter du 1^{er} janvier 2018, afin d'augmenter pour les clients en contrat unique la composante annuelle de gestion à hauteur d'un montant moyen R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs. Pour les utilisateurs raccordés en HTA (respectivement en BT > 36 kVA), la hausse est de 156 € par an (respectivement 78 € par an). Pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, le montant de la hausse, pour la période du 1^{er} janvier au 31 juillet 2018 est de 4,86 € par an. Elle sera revue le 1^{er} août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT, pour tenir compte de l'évolution de la part des clients en offre de marché et au tarif réglementé de vente (TRV) sur la zone de desserte historique d'Enedis et en fonction de valeurs de référence.

La présente délibération fait également évoluer, à compter du 1^{er} janvier 2018, les coefficients C_{CARD} correspondant aux surcoûts encourus par le GRD pour la gestion des utilisateurs contractualisant directement avec lui l'accès au réseau. Les composantes annuelles de gestion de ces utilisateurs et celles des autoproducteurs évoluent en conséquence à compter du 1^{er} janvier 2018.

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

Modification des charges retenues pour le calcul du revenu autorisé pris en compte dans le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Le TURPE 5 HTA-BT prévoit déjà la couverture des charges relatives à la rémunération versée par le GRD au fournisseur au titre de périodes postérieures au 1^{er} janvier 2017, au travers du mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

La présente délibération prévoit également la couverture des charges correspondant à des versements effectués par Enedis au titre de périodes antérieures au 1^{er} janvier 2017.

Elle définit en conséquence le montant maximum annuel par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP, en fonction de l'année au titre de laquelle la contrepartie financière est versée.

Domaine de tensions	Période au titre de laquelle la contrepartie 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 31/12/2017	entre 2,75 et 2,42, selon la part des clients en offre de marché et au TRV l'année considérée	0,00
BT ≤ 36 kVA	du 01/01/2018 au 31/07/2019	6,80	4,50
BT ≤ 36 kVA	à 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

En pratique, dans le cadre du contrat unique, les GRD factureront, d'une part, les tarifs d'utilisation des réseaux (dont la composante annuelle de gestion) directement aux fournisseurs et, d'autre part, verseront à ces derniers une contrepartie financière pour la gestion de clientèle. En moyenne, l'augmentation des tarifs de réseau est donc directement compensée par la contrepartie financière versée aux fournisseurs. Cette augmentation sera donc, en moyenne, sans conséquence pour les utilisateurs des réseaux.

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



1. CONTEXTE

1.1 Le contrat unique

Les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité peuvent souscrire auprès de leur fournisseur un contrat unique incluant la fourniture et l'accès au réseau. Dans ce cas, c'est leur fournisseur qui gère la relation contractuelle y compris concernant l'accès aux réseaux publics de distribution (cf. paragraphe 1.2). Le fournisseur supporte alors les coûts associés à cette activité.

L'existence de ce contrat unique, qui implique l'utilisateur, le gestionnaire de réseaux et le fournisseur, est prévue par l'article L. 224-8 du code de la consommation qui dispose que « le fournisseur est tenu d'offrir au client la possibilité de conclure avec lui un contrat unique portant sur la fourniture et la distribution d'électricité ou de gaz naturel. Ce contrat reproduit en annexe les clauses réglant les relations entre le fournisseur et le gestionnaire de réseau, notamment les clauses précisant les responsabilités respectives de ces opérateurs ». En application des dispositions combinées de l'article L. 224-1 du code de la consommation et de l'article L. 332-2 du code de l'énergie, les fournisseurs sont tenus de proposer un tel contrat aux consommateurs domestiques ainsi qu'aux consommateurs non domestiques et non professionnels pour une puissance électrique ≤ 36 kVA.

Pour les autres catégories de consommateurs, le choix des fournisseurs de proposer des offres en contrat unique relève notamment de leur stratégie commerciale, et est en pratique majoritairement adopté pour les clients raccordés en basse tension (BT) et en haute tension A (HTA).

Les modalités de mise en œuvre des contrats uniques sont définies par les contrats GRD-Fournisseurs (ci-après « GRD-F »), conclus entre les gestionnaires de réseaux de distribution et les fournisseurs.

1.2 Le périmètre de la gestion de clientèle

Les fournisseurs, lorsqu'ils concluent avec leurs clients des contrats uniques concernant à la fois la fourniture et l'accès aux réseaux publics de distribution, gèrent pour le compte du GRD certains aspects de la relation contractuelle entre le GRD et le client final, utilisateur du réseau.

La gestion des clients en contrat unique effectuée par les fournisseurs comprend notamment les éléments suivants :

- choix des paramètres tarifaires : le fournisseur choisit ou relaie les demandes de l'utilisateur concernant les paramètres du tarif de réseau choisi (option tarifaire, puissance souscrite, etc.), impliquant, le cas échéant, des interventions du GRD sur les compteurs ;
- facturation : le fournisseur facture à l'utilisateur le tarif d'accès aux réseaux publics de distribution, pour le compte du gestionnaire de réseau ;
- gestion et recouvrement des impayés : le fournisseur assure le recouvrement des factures qu'il émet concernant, notamment, les tarifs d'utilisation des réseaux.

1.3 L'étude menée par la CRE

La CRE a engagé des travaux sur les coûts relatifs à la gestion de clientèle des utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité en contrat unique. Elle a notamment fait réaliser fin 2016 une étude externe pour évaluer les coûts relatifs à la gestion de clientèle effectuée par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique. Les résultats de cette étude sont issus d'un modèle de calcul spécifique à l'étude, utilisant les données collectées auprès des fournisseurs et des GRD pour l'année 2015 et des hypothèses caractérisant une situation contrefactuelle dans laquelle le GRD assurerait lui-même la gestion de la relation contractuelle pour l'accès aux réseaux publics de distribution des utilisateurs.

Les valeurs définies dans la présente délibération ont été établies en utilisant ce même modèle.

Le rapport final de cette étude, dont certains passages contenant des éléments relevant de secrets protégés par la loi ont été occultés, a été publié en même temps que la délibération de la CRE du 12 janvier 2017 portant abrogation des délibérations portant communication du 26 juillet 2012 et du 3 mai 2016 et communication sur les travaux relatifs à la rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution auprès des clients en contrat unique.

2. MODIFICATION DE LA COMPOSANTE DE GESTION DU TURPE 5 HTA-BT

La délibération « TURPE 5 HTA-BT » du 17 novembre 2016 définit au paragraphe 3.2.1 la composante annuelle de gestion (CG). Son montant est fonction des conditions d'établissement du contrat d'accès aux réseaux 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.

Cette délibération précise que « le montant moyen de la rémunération des fournisseurs et le surcoût associé à la gestion des clients en CARD seront déterminés par une délibération spécifique de la CRE ». Elle définit en outre des composantes annuelles de gestion temporaires.

La présente délibération prévoit que ces composantes annuelles de gestion temporaires continuent de s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2017 et définit les montants des composantes annuelles de gestion applicables à compter du 1^{er} janvier 2018.

Ces composantes annuelles de gestion prennent en compte :

- des coûts de gestion par le GRD des clients en contrat unique (hors contrepartie versée aux fournisseurs), qui sont reconduits par la présente délibération ;
- pour les utilisateurs contractualisant directement avec le GRD l'accès aux réseaux publics de distribution, des surcoûts liés à la gestion de ce contrat par le GRD (C_{CARD}), dont le niveau est modifié par la présente délibération ;
- pour les utilisateurs en contrat unique, le montant moyen R_f pris en compte au titre de la contrepartie financière versée aux fournisseurs, qui est défini par la présente délibération.

2.1 Composante de gestion pour les utilisateurs contractualisant directement l'accès aux réseaux publics de distribution avec le GRD

Le niveau de la composante de gestion dans le cas d'une contractualisation directe avec le GRD (signature d'un contrat d'accès aux réseaux publics de distribution – dit « CARD ») est établi sur la base des coûts de gestion des clients en contrat unique (hors contrepartie versée aux fournisseurs R_f), auxquels sont ajoutés les surcoûts liés à la gestion par le GRD de la relation contractuelle (correspondants aux coûts évités des GRD identifiés dans l'étude externe menée par la CRE).

La présente délibération fixe en conséquence le niveau des coefficients C_{CARD} définis par la délibération TURPE 5 HTA-BT en s'appuyant sur les montants nets des surcoûts des GRD liés à la mise en œuvre d'une contractualisation directe avec les utilisateurs, tels qu'ils ressortent de l'étude externe menée pour la CRE.

Dans leurs réponses à la consultation publique, certains acteurs ont fait valoir que les niveaux envisagés par la CRE dans sa consultation publique, identiques pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA et pour ceux raccordés en HTA, ne reflétaient pas correctement la structure de ces coûts. Pour le marché d'affaires en électricité, l'étude externe susmentionnée donne en effet un niveau moyen pour les niveaux de tension HTA et BT > 36 kVA, sans distinguer chacun de ces deux segments.

Le rapport entre les surcoûts des GRD pour les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA peut être considéré comme proche du rapport entre les coûts des GRD pour la gestion des clients en contrat unique (hors contrepartie versée aux fournisseurs R_f) pour ces deux domaines de tension. La CRE opère donc une distinction entre HTA et BT > 36 kVA, en s'appuyant sur ce ratio.

Les valeurs retenues pour les coefficients C_{CARD} sont exposées au Tableau 2b de la partie « 4. Décision de la CRE » de la présente délibération. La composante annuelle de gestion dans le cadre d'une contractualisation directe avec le GRD intègre ces montants.

2.2 Composante de gestion pour les utilisateurs en contrat unique

La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoit que les niveaux de la composante annuelle de gestion pour les utilisateurs en contrat unique augmentent d'un coefficient « R_f » pour prendre en compte le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de ces utilisateurs. A compter du 1^{er} janvier 2018, ce coefficient est défini à partir d'une estimation de la moyenne des contreparties financières par point de connexion versées à chaque fournisseur, pondérée par leur nombre de points de connexion au 31 décembre de l'année précédant l'évolution tarifaire considérée. Ce coefficient est revu chaque 1^{er} août à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE 5 HTA-BT.

Plus précisément, chaque année, l'estimation de ce niveau moyen se fonde sur :

- un niveau de contrepartie financière pris en compte pour les points de connexion en HTA ;
- un niveau de contrepartie financière pris en compte pour les points de connexion en BT > 36 kVA ;
- deux niveaux de contrepartie financière pris en compte pour les points de connexion en BT ≤ 36 kVA : l'un pour les clients en offre de marché et l'autre pour les clients au TRV. Pour ce domaine de tension, la moyenne pondérée du niveau de contrepartie financière est calculée en prenant en compte la part des points de connexion en offre de marché au 31 décembre de l'année précédente.

Dans le cadre de l'étude externe menée pour la CRE, des fournisseurs « types » ont été définis non pas directement à partir des caractéristiques individuelles de tel ou tel fournisseur étudié, mais à partir de caractéristiques observées pour l'ensemble des fournisseurs. Des caractéristiques spécifiques relevant par exemple de la stratégie commerciale d'un fournisseur particulier ne sont ainsi pas prises en compte.

L'efficacité de chaque fournisseur dans la gestion de clientèle pour le compte du GRD est influencée par de nombreux éléments, comme par exemple le nombre de clients du fournisseur, le taux d'externalisation de ses activités ou encore la durée moyenne de traitement par ce fournisseur de la demande d'un client. L'activité de gestion de clientèle effectuée pour le compte du GRD est cependant indépendante du fournisseur considéré. Ainsi, elle devrait s'apprécier indépendamment des caractéristiques propres de tel ou tel fournisseur. La CRE considère qu'un gestionnaire de réseau efficace ne saurait verser une contrepartie plus élevée à un fournisseur donné, au motif que ce dernier est moins efficace qu'un autre fournisseur. Ainsi, les niveaux retenus ne prennent pas en compte les caractéristiques individuelles de chaque fournisseur mais s'appuient sur les coûts d'un fournisseur normalement efficace, sans dépasser toutefois les coûts évités par les GRD.

A cet effet, la CRE retient comme référence le niveau d'efficacité d'un fournisseur alternatif actif sur un seul marché (i.e. actif uniquement en électricité, soit sur le seul marché de masse soit sur le seul marché d'affaires) et disposant d'une part de marché de 10 %. En pratique, ce même niveau d'efficacité peut être atteint avec des parts de marché moindres, si le fournisseur mène d'autres activités de gestion de clientèle. Tel est notamment le cas de fournisseurs actifs à la fois en électricité et en gaz naturel ou encore de fournisseurs actifs à la fois sur le marché de masse et sur le marché d'affaires. Les niveaux retenus, avec ces paramètres, s'appuient sur les hypothèses décrites dans l'étude externe publiée par la CRE en janvier 2017 et sur les estimations qui en découlent.

La part de marché de référence retenue, de 10 %, est plus faible que celle de 20 % envisagée par la CRE dans la consultation publique. En effet, plusieurs contributeurs ont souligné avec raison qu'une telle part de marché conduirait à retenir un niveau d'efficacité trop éloigné de celui pouvant être raisonnablement atteint par les fournisseurs actuels sur le marché de l'électricité.

Comme pour le coefficient C_{CARDn} , certains acteurs ont fait valoir que les niveaux envisagés par la CRE dans sa consultation publique, identiques pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA et pour ceux raccordés en HTA, ne reflétaient pas correctement la structure de ces coûts. Le rapport entre les coûts d'un fournisseur normalement efficace pour les niveaux de tension HTA et BT > 36 kVA peut être considéré comme proche du rapport entre les coûts des GRD pour la gestion des clients en contrat unique (hors contrepartie versée aux fournisseurs R_f) pour ces deux niveaux de tension. La CRE opère donc une distinction entre HTA et BT > 36 kVA, en s'appuyant sur ce ratio, ce qui conduit à un niveau de contrepartie financière de 156 € pour la HTA et 78 € pour la BT > 36 kVA.

Pour la BT \leq 36 kVA, le niveau de référence décrit précédemment s'applique à l'ensemble des points de connexion en offre de marché et un niveau différent est retenu pour les points de connexion au TRV.

En effet, l'étude externe constate une différence significative de taux de contact entre les clients du fournisseur historique dans son énergie « historique » et les autres clients (fournisseur alternatif, y compris le cas échéant le fournisseur historique sur une nouvelle énergie). Aucun élément ne permet toutefois d'établir que le taux de contact des clients en offre de marché chez le fournisseur historique dans son énergie historique diffère significativement de ceux en offre de marché chez d'autres fournisseurs. La CRE retient donc que le taux de contact des clients au TRV est significativement inférieur à celui des clients en offre de marché.

Or, le relativement faible taux de contact des clients au TRV est lié pour l'essentiel au caractère plus « passif » de ces clients et non à l'efficacité propre du fournisseur historique. Il constitue un avantage pour les fournisseurs historiques dans leur énergie historique, qui ont hérité de ces clients de par leur situation monopolistique antérieure.

Le niveau d'efficacité retenu comme référence pour les offres de marché et mentionné précédemment conduit à un niveau de contrepartie financière de 6,8 € pour la BT \leq 36 kVA. Ce niveau s'appuie sur le taux de contact des fournisseurs alternatifs. En s'appuyant sur le taux de contact du fournisseur historique dans son énergie historique, sans modifier aucune autre hypothèse et notamment sans prendre en compte les caractéristiques individuelles du fournisseur historique, ce niveau serait alors de 3,9 €. Ainsi, l'avantage du taux de contact faible des clients au TRV peut être estimé à 2,9 €.

Pour le marché de masse, au regard notamment de l'avantage dont le fournisseur des clients au TRV a hérité du monopole historique, la CRE considère qu'il est pertinent, à titre transitoire et jusqu'au 31 juillet 2022, de différencier la contrepartie financière prise en compte, selon qu'elle est versée au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché.

La CRE considère que le taux de contact observé en pratique pour le fournisseur historique résulte en grande partie des caractéristiques des clients au TRV et, à la marge, d'une optimisation des processus du fournisseur historique supérieure à celle du modèle de fournisseur alternatif normalement efficace pris comme référence. Pour l'année 2018 et jusqu'au 31 juillet 2019, la CRE retient une réduction de contrepartie financière prise en

compte au titre des clients au TRV à hauteur de 80 % de l'avantage que constitue le faible taux de contact. Cette réduction s'élève ainsi à 2,3 €, ce qui conduit pour la contrepartie financière versée à un niveau de référence pour les points de connexion au TRV de 4,5 €.

Pour la période du 1^{er} août 2019 au 31 juillet 2020 (respectivement 1^{er} août 2020 au 31 juillet 2021, 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2022), la CRE retient une réduction de la contrepartie financière prise en compte au titre de la gestion des clients au TRV à hauteur de 60 % de l'avantage actuel que constitue le faible taux de contact (respectivement 40 % puis 20 %), ce qui conduit pour la contrepartie financière versée à un niveau de référence pour les points de connexion au TRV de 5,10 € (respectivement 5,65 € puis 6,25 €).

La CRE réexaminera en tant que de besoin la pertinence et les niveaux de cette mesure transitoire.

2.3 Composante de gestion des autoproducteurs

La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoit que les autoproducteurs paient une seule composante de gestion spécifique, dont le montant est égal à la somme, d'une part, de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par l'utilisateur et, d'autre part, de la moitié de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par le fournisseur.

Comme exposé aux paragraphes 2.1 et 2.2, les deux termes de cette somme évoluent à compter du 1^{er} janvier 2018. La composante de gestion des autoproducteurs évolue en conséquence à cette même date.

3. MODIFICATION DES CHARGES RETENUES POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISÉ PRIS EN COMPTE DANS LE MECANISME DU CRCP

La délibération « TURPE 5 HTA-BT » du 17 novembre 2016 dispose que :

- les recettes tarifaires d'Enedis sont incluses dans le périmètre du CRCP. Ainsi, l'augmentation moyenne de la composante annuelle de gestion décrite dans la partie 2 de la présente délibération, non prise en compte dans les trajectoires de recettes prévisionnelles du TURPE 5 HTA-BT, sera compensée via le CRCP ;
- de façon symétrique, les charges d'Enedis liées à la contrepartie financière versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique, non prises en compte dans les charges prévisionnelles du TURPE 5 HTA-BT, sont également prises en compte dans le périmètre du CRCP.

Ainsi, les écarts résiduels entre la contrepartie financière effectivement versée aux fournisseurs et l'augmentation moyenne de la composante annuelle de gestion se trouveront compensés via le mécanisme de CRCP.

La CRE rappelle que la prise en compte des différents postes de charges à travers le CRCP peut, le cas échéant, être assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées, et que les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

Par ailleurs, la délibération TURPE 5 HTA-BT ne prévoit que le cas des charges liées à la gestion de clients en contrat unique supportées par le GRD à compter du 1^{er} janvier 2017 et au titre de périodes postérieures à cette date.

La présente délibération modifie les charges retenues pour le calcul ex post du revenu autorisé pris en compte dans le mécanisme du CRCP :

- en définissant le montant maximum par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP au titre de la contrepartie financière versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
- pour des versements effectués par Enedis postérieurement au 1^{er} janvier 2017 y compris ceux au titre de périodes antérieures à cette date.

Le montant maximum retenu par la CRE correspond aux coûts d'un gestionnaire de réseau efficace.

Versements au titre de la période postérieure au 1^{er} janvier 2018

Pour les versements au titre de la période postérieure au 1^{er} janvier 2018, la CRE retient un montant maximum par point de connexion égal au niveau de la contrepartie financière pris en compte pour fixer la composante de gestion des clients en contrat unique (cf. paragraphe 2.2). Pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, ce montant maximum distingue ainsi jusqu'au 31 juillet 2022 la situation des clients au TRV de celle des clients en offre de marché.

En régime établi, si le versement par le GRD d'une contrepartie contribue à réduire les coûts commerciaux du fournisseur qui la perçoit, les coûts correspondants pour un GRD efficace doivent aussi être couverts par les tarifs de réseaux. Ces tarifs augmentent donc en raison de cette contrepartie versée au fournisseur.

Versements au titre de la période antérieure au 1^{er} janvier 2018

Pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018, les tarifs de réseaux ne pourront être augmentés rétroactivement alors que le GRD est susceptible de devoir supporter la charge d'une contrepartie versée rétroactivement aux fournisseurs.

Pour cette même période, dans la mesure où il n'existe pas de certitude sur l'anticipation faite par chaque fournisseur de clients en offre de marché quant à l'existence et au niveau d'une telle contrepartie, deux hypothèses peuvent être envisagées. Un fournisseur pourrait :

- soit n'avoir anticipé ni l'existence d'une telle contrepartie versée par le GRD ni la hausse du TURPE qui en aurait résulté. Un tel fournisseur a alors nécessairement pris en compte l'essentiel des coûts de gestion de clientèle correspondants dans le niveau de ses offres tarifaires à prix intégré ;
- soit avoir anticipé l'existence d'une telle contrepartie versée par le GRD. Un tel fournisseur aurait alors nécessairement fait des anticipations cohérentes en anticipant également que cette contrepartie serait pour l'essentiel compensée par une augmentation du tarif d'accès au réseau. Ainsi, la part des coûts de gestion de clientèle, à due concurrence de l'essentiel de l'augmentation du TURPE, aurait alors été prise en compte dans le niveau de ses offres tarifaires à prix intégré.

Par ailleurs, les TRV sont construits de façon à refléter l'ensemble des charges supportées par les fournisseurs historiques. Aucune contrepartie rétroactive n'est à prendre en compte pour les clients au TRV, une telle contrepartie constituant dans ce cas une double couverture des charges supportées par le fournisseur historique.

Ainsi, pour les versements au titre de la période antérieure au 1^{er} janvier 2018, effectués après le 1^{er} janvier 2017, l'application d'une contrepartie, identique à celle prise en compte au titre de l'année 2018 constituerait un effet d'aubaine certain pour les fournisseurs et ne constituerait pas un traitement équitable. Il convient de retenir comme montant maximum par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP au titre de la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique :

- pour le fournisseur d'un client en offre de marché :
 - le niveau de contrepartie pris en compte pour l'année 2018 pour fixer la composante de gestion des clients en contrat unique (cf. paragraphe 2.2), soit :
 - 156 € pour la HTA et 78 € pour la BT > 36 kVA ;
 - 6,8 € pour la BT ≤ 36 kVA ;
 - réduit à hauteur de l'essentiel de la hausse du TURPE qui aurait été appliquée chaque année si la contrepartie avait été mise en œuvre cette même année pour l'ensemble des fournisseurs, en prenant en compte 90 % de cette hausse recalculée, soit :
 - 140,4 € pour la HTA et 70,2 € pour la BT > 36 kVA ;
 - pour la BT ≤ 36 kVA, cette réduction est égale chaque année à la moyenne pondérée, par le nombre de points de connexion en offre de marché et au TRV, de 6,12 € pour les clients en offre de marché et de 4,05 € pour les clients au TRV, soit une réduction comprise entre 4,38 € pour l'année 2017 et 4,05 € pour l'année 2005 et les années antérieures ;
 - soit un montant maximum de :
 - 15,6 € pour la HTA et 7,8 € pour la BT > 36 kVA ;
 - pour la BT ≤ 36 kVA, un montant compris entre 2,42 € pour l'année 2017 et 2,75 € pour l'année 2005 et les années antérieures ;
- pour le fournisseur d'un client au TRV, un montant nul.

A ces montants maximum s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

4. DECISION DE LA CRE

La partie 3 intitulée « Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT » 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 est ainsi modifiée :

1° Le point 3.2.1 intitulé « Composante annuelle de gestion (CG) » est remplacé par les dispositions suivantes :

« 3.2.1 Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec l'entreprise qui assure la fourniture exclusive du site de consommation en application de l'article L.111-92 du code de l'énergie.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur est également applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L.331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion (CG) est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le Tableau 1 ci-dessous, avec :

- R_f : montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique pour le domaine de tension considéré ;
- C_{CARD} : surcoût encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD, pour le domaine de tension considéré.

Tableau 1 : Composante annuelle de gestion

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	200,00 € + C_{CARD} HTA	200,00 € + R_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

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

La composante annuelle de gestion applicable jusqu'au 31 décembre 2017 est la suivante :

Tableau 2 : Composante annuelle de gestion temporaire

CG temporaire (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	429,96	200,04 ²
BT > 36 kVA	200,04	99,96 ³
BT ≤ 36 kVA	12,96	6,96 ⁴

² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 200 €

³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 100 €

⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 7 €



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

Tableau 2b : 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} janvier 2018 sont les suivantes :

Tableau 2c : Valeurs de référence pour le calcul du coefficient $R_{f BT \leq 36 kVA}$ à compter du 1^{er} janvier 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	$R_{TRV 2017} = 4,50$ $R_{TRV 2018} = 4,50$ $R_{TRV 2019} = 5,10$ $R_{TRV 2020} = 5,65$ $R_{TRV 2021} = 6,25$ $R_{TRV 2022} = 6,80$
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. $P_{ODM 2017} = 15,8 \%$

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

Tableau 2d : 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	$R_{f\ BT \leq 36\ kVA\ 2017} = R_{ODM} \times P_{ODM\ 2017} + R_{TRV\ 2017} \times (1 - P_{ODM\ 2017}) = 4,86$ pour la période d'application du 01/01/2018 au 31/07/2018 $R_{f\ BT \leq 36\ kVA\ N} = R_{ODM} \times P_{ODM\ N} + R_{TRV\ N} \times (1 - P_{ODM\ N})$ pour la période d'application du 01/08/N au 31/07/N+1

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

Tableau 2e : Composante annuelle de gestion applicable du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2018

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	411,96	356,04
BT > 36 kVA	206,04	177,96
BT ≤ 36 kVA	14,88	11,88

Pour les utilisateurs dits « autoproducteurs » disposant, pour un même point de connexion, d'un contrat en injection et d'un contrat en soutirage, ou d'un contrat associant injection et soutirage, la composante de gestion facturée est égale à la somme du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur, et de la moitié du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur⁵.

Tableau 3 : Composante de gestion des autoproducteurs

CG (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	$300,00 + C_{CARD\ HTA} + R_{f\ HTA}/2$
BT > 36 kVA	$150,00 + C_{CARD\ BT > 36\ kVA} + R_{f\ BT > 36\ kVA}/2$
BT ≤ 36 kVA	$10,50 + C_{CARD\ BT \leq 36\ kVA} + R_{f\ BT \leq 36\ kVA}/2$

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

⁵ 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

La composante annuelle de gestion des autoproducteurs jusqu'au 31 décembre 2017 est la suivante :

Tableau 4 : Composante de gestion temporaire des autoproducteurs

CG temporaire (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	530,04
BT > 36 kVA	249,96
BT ≤ 36 kVA	16,56

« La composante annuelle de gestion des autoproducteurs applicable du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2018 est la suivante :

Tableau 5b : Composante annuelle de gestion des autoproducteurs applicable du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2018

CG (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	590,04
BT > 36 kVA	294,96
BT ≤ 36 kVA	20,88

»

2° Au premier alinéa du point 3.3 intitulé « Tarif applicable à compter du 1^{er} août 2018 », la phrase « Chaque année N à compter de l'année 2018, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 34 présentés au paragraphe 3.2 évolue mécaniquement le 1^{er} août de l'année N. » est remplacée par les phrases : « Chaque année N à compter de l'année 2018, le niveau des composantes définies par les tableaux 1, 3, 5 à 34 présentés au paragraphe 3.2 évolue mécaniquement le 1^{er} août de l'année N. Pour les tableaux 1 et 3, cette évolution ne s'applique qu'aux valeurs numériques figurant dans ces tableaux sans s'appliquer aux termes C_{CARD} et R_f . »

3° Au point 3.3.1 intitulé « Coefficients d'évolution spécifique reflétant des évolutions de la structure de la grille tarifaire », le dernier alinéa : « tous les autres coefficients de la grille tarifaire (tableaux 1 à 8, 15 à 23, 29 à 34) », qui désigne les coefficients auxquels s'applique le coefficient d'évolution spécifique $S_4 = 0\%$, est remplacé par l'alinéa suivant : « tous les autres coefficients de la grille tarifaire (tableaux 1, 3, 5 à 8, 15 à 23, 29 à 34) ».

4° Au point 3.3.4 intitulé « Revenu autorisé calculé ex post de l'année N », le treizième alinéa « les charges relatives à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique » est remplacé par l'alinéa suivant : « les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique »

5° Le point 3.3.5.11 intitulé « Charges relatives à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique » est remplacé par les dispositions suivantes :

« 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 01/01/2018 au 31/07/2022. »

Après le point 1.4 intitulé « Composante annuelle de gestion temporaire des autoproducteurs » de l'annexe 1 intitulée « Coefficients tarifaires applicables le 1^{er} août 2017 » 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, sont insérés les points 1.5 et 1.6 ainsi rédigés :

« 1.5 Composante annuelle de gestion à compter du 1^{er} janvier 2018

Tableau 2b : 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

Tableau 2c : Valeurs de référence pour le calcul du coefficient $R_{f BT \leq 36 \text{ kVA}}$ à compter du 1^{er} janvier 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	$R_{TRV 2017} = 4,50$ $R_{TRV 2018} = 4,50$ $R_{TRV 2019} = 5,10$ $R_{TRV 2020} = 5,65$ $R_{TRV 2021} = 6,25$ $R_{TRV 2022} = 6,80$
Part des clients en offres de marché $P_{ODM N}$	$P_{ODM N}$ est égal à la part, en pourcentage, des clients $BT \leq 36 \text{ kVA}$ en offre de marché au 31 décembre N-1. $P_{ODM 2017} = 15,8 \%$

Tableau 2d : 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	$R_{f BT \leq 36 \text{ kVA } 2017} = R_{ODM} \times P_{ODM 2017} + R_{TRV 2017} \times (1 - P_{ODM 2017}) = 4,86$ pour la période d'application du 01/01/2018 au 31/07/2018 $R_{f BT \leq 36 \text{ kVA } N} = R_{ODM} \times P_{ODM N} + R_{TRV N} \times (1 - P_{ODM N})$ pour la période d'application du 01/08/N au 31/07/N+1

Tableau 2e : Composante annuelle de gestion applicable du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2018

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	411,96	356,04
BT > 36 kVA	206,04	177,96
BT ≤ 36 kVA	14,88	11,88

« 1.6 Composante annuelle de gestion des autoproducteurs à compter du 1^{er} janvier 2018

Tableau 6b : Composante annuelle de gestion des autoproducteurs applicable du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2018

CG (€/an)	Utilisateurs dits « Autoproducteurs »
HTA	590,04
BT > 36 kVA	294,96
BT ≤ 36 kVA	20,88

Le présent projet de décision est soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 7 septembre 2017.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO