



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

NOTE DE CADRAGE N° 2018-008 DU 24 MAI 2018 RELATIVE AUX TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT

REAGIR A LA NOTE DE CADRAGE

Une table ronde est organisée dans les locaux de la CRE, en présence du collège des commissaires, le 31 mai 2018 à 10h00.

Les acteurs de marchés sont invités à faire connaître leurs observations :

- en demandant au plus tard le 29 mai à participer à la table ronde du 31 mai 2018 par mail à dr.cp5@cre.fr ;
- en envoyant une contribution écrite avant le 31 mai 2018 à cette même adresse.

Par une délibération du 17 novembre 2016¹ (ci-après la « délibération TURPE 5 »), 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'État l'annulation de ces deux délibérations.

Par une décision du 9 mars 2018², le Conseil d'Etat a notamment 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 cependant été remis en cause par cette décision.

Le Conseil d'Etat ajoute en outre qu' « *[i]l 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, le Conseil d'État juge que 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.

Préalablement à l'adoption d'une nouvelle délibération tarifaire, et en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE est tenue de consulter les acteurs du marché, s'agissant des éléments

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 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 mai 2018

nouveaux qu'il est envisagé qu'elle contienne. Il n'y a en revanche pas lieu de consulter à nouveau les acteurs du marché sur les éléments validés par le Conseil d'Etat.

Compte tenu du très bref délai laissé par le Conseil d'Etat pour statuer à nouveau, la CRE a choisi de consulter les acteurs du marché au travers de la présente note de cadrage qui sera publiée sur son site Internet et d'une table ronde qui sera organisée dans les locaux de la CRE, sous l'égide du collège des commissaires, le 31 mai 2018 à 10h00.

En outre, la délibération TURPE 5 prévoit une évolution annuelle du tarif permettant de prendre en compte l'inflation ainsi que l'apurement du CRCP, au 1^{er} août. La CRE annexe au présent document de cadrage les modalités de ce calcul et intègre les résultats de cette évolution dans le niveau tarifaire qu'elle présente, afin d'apporter la visibilité nécessaire aux acteurs de marché.

La présente consultation porte sur les ajustements auxquels il est envisagé de procéder afin de définir des tarifs conformes aux principes énoncés dans la décision du Conseil d'Etat et au droit en vigueur.

Paris, le 24 mai 2018,
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

SOMMAIRE

NOTE DE CADRAGE N° 2018-008 DU 24 MAI 2018 RELATIVE AUX TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT	1
1. OBJET DE LA CONSULTATION	4
2. MISE EN ŒUVRE DE LA DECISION DU CONSEIL D'ETAT	4
2.1 RAPPEL DES METHODES DE DETERMINATION DES CHARGES DE CAPITAL	4
2.2 DEMANDE D'ENEDIS.....	7
2.3 ANALYSE DE LA DEMANDE D'ENEDIS.....	8
2.4 PROPOSITION DE LA CRE.....	9
3. AUTRES EVOLUTIONS ENVISAGEES PAR LA CRE.....	10
3.1 HYPOTHESES DU TURPE 5 HTA-BT MAINTENUES	10
3.2 TAUX D'IMPOSITION SUR LES SOCIETES	11
4. COEFFICIENTS D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AOUT 2018.....	11
ANNEXE 1 : CALCUL DES COEFFICIENTS IPC₂₀₁₈ ET K₂₀₁₈	13
ANNEXE 2 : PROJET DE GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AOUT 2018.....	16

1. OBJET DE LA CONSULTATION

L'application des modalités d'évolution annuelle prévues dans la délibération TURPE 5 aurait dû faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT de - 0,27 % en moyenne au 1^{er} août 2018.

La CRE envisage, pour élaborer la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2018, de reconduire ces modalités d'évolution annuelle et de prendre en compte l'écart constitué sous TURPE 5 qui est issu de leur application.

La délibération TURPE 5 prévoit que les coefficients de la grille tarifaire applicable à compter du 1^{er} août de l'année N sont obtenus en multipliant chaque coefficient de la grille tarifaire définie au paragraphe 3.2 par un coefficient d'évolutions annuelles cumulées entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année N .

Le coefficient d'évolution annuelle moyen de l'année N est défini comme :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

où :

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) ;

K_N : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre - 2 % et +2 % ;

Les calculs des coefficients IPC_{2018} et K_{2018} sont présentés en annexe 1 de la présente note.

La décision du Conseil d'Etat conduit la CRE à adopter une nouvelle décision tarifaire.

Usuellement, cela aurait conduit la CRE à construire un nouvel équilibre tarifaire sur la période 2018-2020, visant à équilibrer la trajectoire de revenus autorisés d'Enedis sur cette période avec les prévisions de recettes tarifaires. L'évolution au 1^{er} août 2018 aurait découlé de cet équilibre.

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.), la CRE envisage de prendre en compte les effets de la décision du Conseil d'Etat, directement dans le coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août, sous la forme d'un facteur Y_N , pour $N = 2018$ à 2020 :

$$Z'_N = IPC_N + K_N + Y_N$$

La suite du document présente les modalités de mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat sur lesquelles les acteurs de marchés sont consultés. L'application des propositions de la CRE ferait évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT de - 0,21 % en moyenne au 1^{er} août 2018.

Un projet de grille tarifaire en résultant au 1^{er} août 2018 est présenté en annexe 2.

2. MISE EN ŒUVRE DE LA DECISION DU CONSEIL D'ETAT

2.1 Rappel des méthodes de détermination des charges de capital

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

Les méthodes de calcul des charges de capital ont évolué entre la période TURPE 2 (années 2006 à 2008) et la période TURPE 5 et sont décrites ci-après.

2.1.1 Méthode de détermination des charges de capital lors de la période TURPE 2

Dans le tarif TURPE 2, 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 :

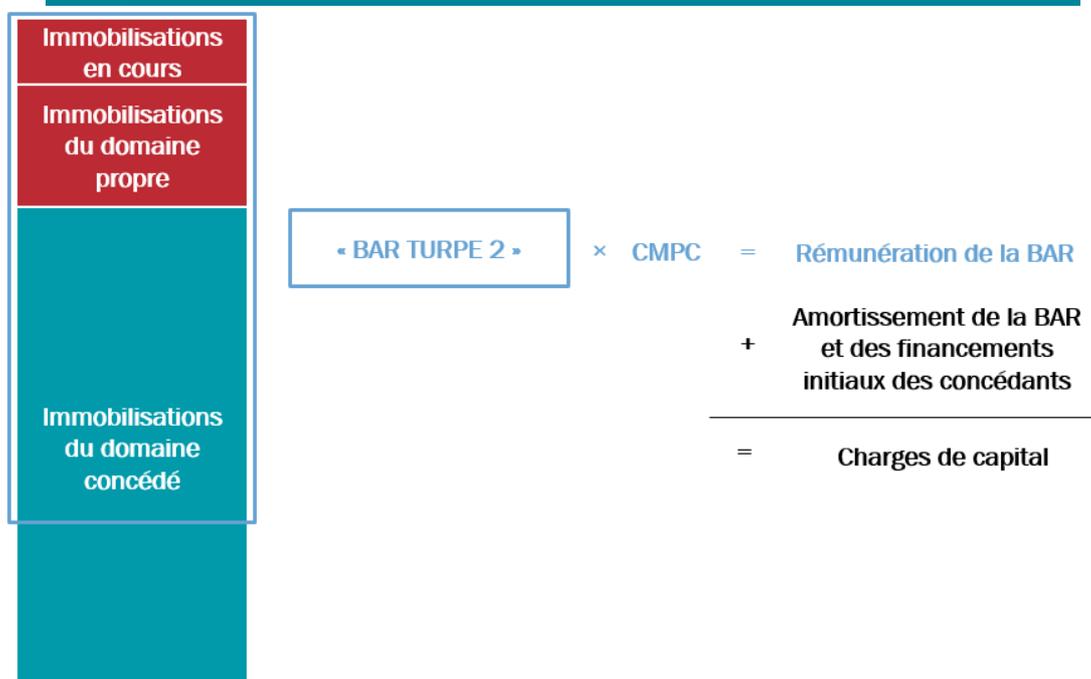
- la rémunération à un taux représentatif du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'ensemble de la BAR, sans tenir compte des passifs de concessions associés aux actifs inclus dans cette BAR ;
- l'amortissement de la BAR et des financements initiaux des concédants.

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.

Figure 1 – Illustration de la méthode de détermination des charges de capital dans le tarif TURPE 2



2.1.2 Méthode de détermination des charges de capital lors de la période TURPE 5

La délibération TURPE 5 HTA-BT définit la base d'actifs régulés, pour les actifs hors-Linky, comme l'ensemble de l'actif immobilisé (hors immobilisations financières, immobilisations en cours et immobilisations Linky).

Cette BAR est rémunérée à travers l'application d'une marge sur actif, 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 :

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

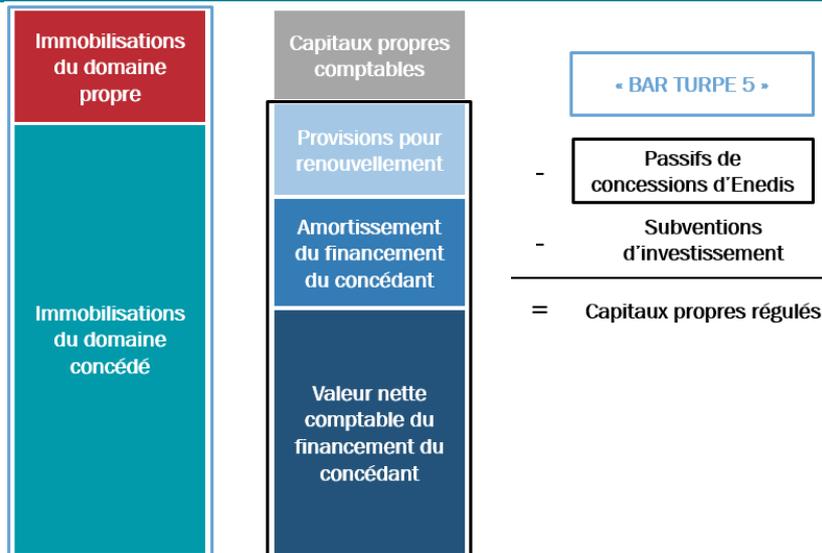
où :

- 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 synchronisée 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.

La délibération TURPE 5 HTA-BT définit une seconde assiette de rémunération, les « capitaux propres régulés », correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité.

Ces capitaux propres régulés sont calculés comme la différence entre la BAR et la somme des passifs de concession d'Enedis et des subventions d'investissement.

Figure 2 – Illustration de la méthode de détermination des capitaux propres régulés dans le tarif TURPE 5 HTA-BT



Les passifs de concessions de la société Enedis peuvent se décomposer comme la somme :

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

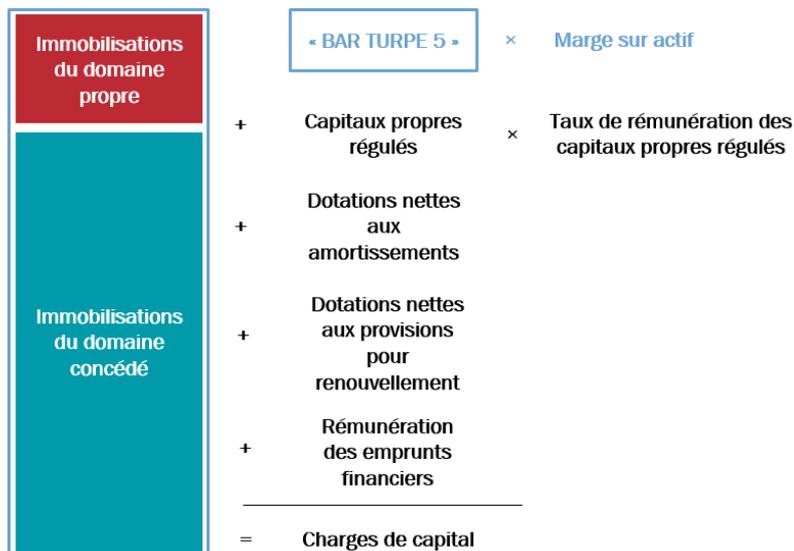
Les capitaux propres régulés sont rémunérés au taux de rémunération des capitaux propres régulés, calculé de la manière suivante :

taux de rémunération des capitaux propres régulés = taux sans risque nominal / (1 - taux d'impôt sur les sociétés)

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

- les dotations nettes aux amortissements ;
- les dotations nettes aux provisions pour renouvellement ;
- le cas échéant, une rémunération des emprunts financiers à un taux fixé de manière *ex ante*.

Figure 3 – Illustration de la méthode de détermination des charges de capital dans le tarif TURPE 5 HTA-BT (pour les actifs hors-Linky)



2.2 Demande d'Enedis

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 supporté 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 éléments déduits des charges à compenser du tarif TURPE 2 ou non pris en compte pour fixer le niveau de ce tarif à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés ;
- la rémunération du montant à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés.

2.2.1 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 des 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

2.2.2 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.

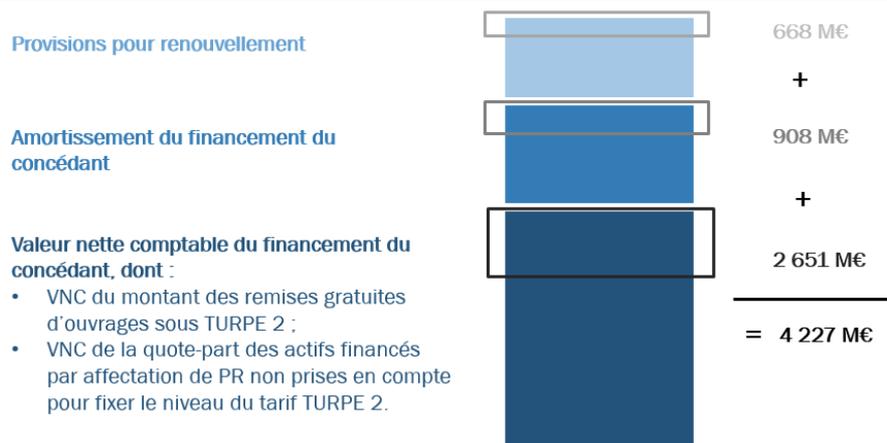
Enedis justifie cette demande par les cycles de vie des dotations aux provisions pour renouvellement et de la contrepartie au passif des remises d'ouvrages et des participations de tiers reçues, en vertu desquels ces montants déduits des charges à couvrir sous TURPE 2 ou non pris en compte pour fixer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

Figure 4 – 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



2.2.3 Rémunération de l'assiette à intégrer aux capitaux propres régulés

Enedis demande à ce 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 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 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 contrevaleur des ouvrages remis chaque année, gratuitement, par les autorités concédantes » mentionnées dans la décision du Conseil d'Etat dans la rémunération du montant à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés.

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.

2.3 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 au 1.2.2. Cette demande méconnaît 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 dont le renouvellement a été en partie financé 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'actif 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 pris 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, décrites au paragraphe 1.2.3, qu'il en tient compte.

La CRE ne partage pas cette lecture. Elle considère qu'en tout état de cause, si une telle approche était envisagée, il conviendrait d'effectuer des retraitements complémentaires par rapport à la demande d'Enedis afin de prendre notamment en compte la rémunération lors de la période TURPE 2, au CMPC, d'actifs ayant pour contrepartie des passifs de concessions et de considérer la charge d'impôt sur les sociétés qu'Enedis aurait comptabilisée s'il avait perçu le chiffre d'affaires correspondant à l'éventuel manque à gagner.

2.4 Proposition de la CRE

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

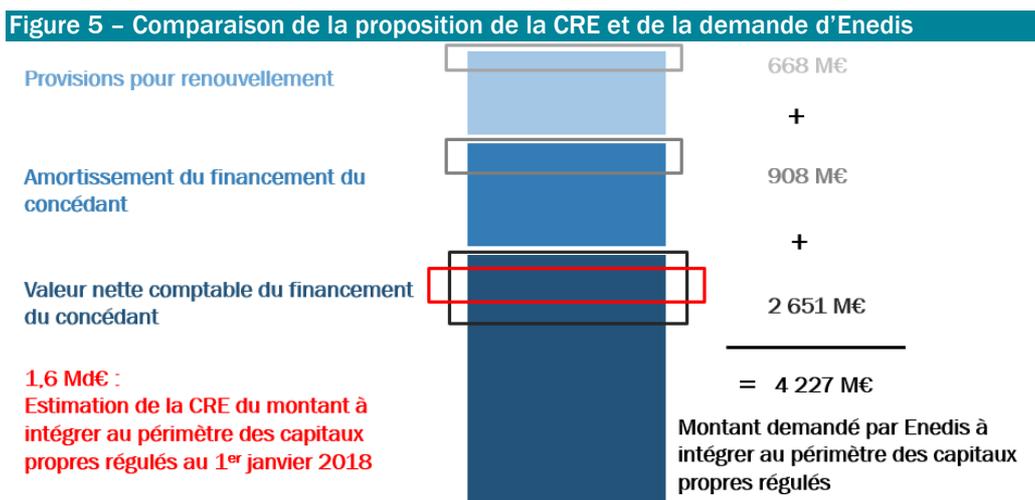
Ce montant correspond pour la CRE à sa meilleure estimation à date, à partir des éléments transmis par Enedis, de la somme :

- 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 contrevaletur des ouvrages remis chaque année, gratuitement, par les autorités concédantes* ».

La CRE considère en effet que la décision du Conseil d'Etat conduit à ce que les « *économies d'impôts réalisées* » doivent être 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 financés 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.



Ce montant serait rémunéré au taux de rémunération des capitaux propres régulés, conformément à la méthode de calcul des charges de capital définie dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, conduisant à un impact de l'ordre de + 63 M€ par an en moyenne sur la période 2018-2020. Le taux de rémunération des capitaux propres utilisé serait de 4,0 % sur la période 2018-2020, prenant en compte le taux sans risque nominal en vigueur dans le tarif TURPE 5 HTA-BT et la mise à jour du taux d'imposition sur les sociétés qu'envisage la CRE, en cohérence avec la législation en vigueur tel que présenté au paragraphe 3.2 du présent document. Ce taux serait mis à jour à l'occasion de chaque exercice tarifaire, conformément à la méthode de détermination des charges de capital en vigueur.

La CRE considère que la décision du Conseil d'Etat conduit ensuite 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 financés 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 envisage d'intégrer 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 :

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

La CRE estime que la décision du Conseil d'Etat conduit à procurer à Enedis une rémunération égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts d'environ 750 M€₂₀₁₈.

3. AUTRES EVOLUTIONS ENVISAGEES PAR LA CRE

3.1 Hypothèses du TURPE 5 HTA-BT maintenues

S'agissant d'une annulation « *en tant que ne pas* », la décision du Conseil d'Etat n'altère pas la méthodologie d'élaboration des tarifs et leurs principes d'évolution issus de la délibération TURPE 5.

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 estime ne pas être en mesure de mettre en œuvre un processus tarifaire complet (audit des charges nettes d'exploitation, analyses financières, etc.).

En conséquence, il est proposé que les hypothèses retenues pour fixer le TURPE 5 HTA-BT soient maintenues pour leur grande majorité.

Toutefois, 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 actuel du droit 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, en cohérence avec les récentes décisions de la CRE.

3.2 Taux d'imposition 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 envisage donc de retenir 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 viendrait 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 telle qu'elle est envisagée par la CRE conduit, sur la période 2018-2020, à diminuer la rémunération d'Enedis des montants suivants :

en M€ courants	2018	2019	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

4. COEFFICIENTS D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AOUT 2018

Pour $N = 2018$ à 2020 et $i = 1, 2, 3$ ou 4 , les coefficients d'évolution annuelle de l'année N sont définis, comme :

$$Z'_{N,i} = IPC_N + K_N + Y_N + S_i$$

Où,

- IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K_N : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre - 2 % et +2 % ;
- Y_N : coefficient d'évolution provenant de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution 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 de la Délibération tarifaire.

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac : $IPC_{2018} = + 1,00$ %

L'inflation constatée entre l'année 2015 et l'année 2016 (IPC_{2017}), est égale à 0,4 %. L'inflation constatée entre l'année 2016 et l'année 2017 (IPC_{2018}), est égale à 1,00 %.

Coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 : $K_{2018} = - 1,27$ %

En application des dispositions de la délibération TURPE 5, le solde du CRCP d'Enedis au 1^{er} janvier 2018 atteint - 166,9 M€₂₀₁₈, en faveur des utilisateurs et le coefficient K_{2018} visant à apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 est de - 1,27 %.

Les calculs des coefficients IPC_{2018} et K_{2018} sont présentés en annexe 1 de la présente note.

Coefficient d'évolution provenant de la mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat : $Y_{2018} = + 0,06$ %

Effets de la décision du Conseil d'Etat	2018	2019	2020
Effet de l'intégration des nouveaux montants aux capitaux propres régulés (M€)	+ 64	+ 63	+ 61
Effet de l'évolution du taux d'impôt sur les sociétés (M€)	- 56	- 58	- 59

Facteur Y_N , pour $N = 2018$ à 2020 (% du chiffre d'affaire prévisionnel du 1 ^{er} août N au 31 juillet $N+1$)	+ 0,06 %	+ 0,04 %	+ 0,01 %
--	----------	----------	----------

Coefficients d'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2018

Les coefficients d'évolution du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2018 seraient égaux à :

$$Z'_{2018,i} = IPC_{2018} + K_{2018} + Y_{2018} + S_i ,$$

où

$$IPC_{2018} = + 1,00 \% ;$$

$$K_{2018} = - 1,27 \% ;$$

$$Y_{2018} = + 0,06 \% ;$$

Evolutions annuelles au 1 ^{er} août 2018	S_i	$Z'_{2018,i}$
Evolution des coefficients des tableaux 9 à 12 et 26 à 28 ($i=1$)	- 0,95 %	- 1,16 %
Evolution des coefficients des tableaux 13, 14 et 27 ($i=2$)	- 0,38 %	- 0,59 %
Evolution des coefficients des tableaux 24 et 25 ($i=3$)	+ 0,35 %	+ 0,14 %
Evolution des coefficients des tableaux 1,3, 5 à 8, 15 à 23 et 29 à 34 ($i=4$)	0,00 %	- 0,21 %

Le projet de grille tarifaire au 1^{er} août 2018 résultant de la mise en œuvre de ces propositions est fournie en annexe 2 de la présente note.

ANNEXE 1 : CALCUL DES COEFFICIENTS IPC₂₀₁₈ ET K₂₀₁₈

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (dits « TURPE 5 HTA-BT ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la délibération TURPE 5

La délibération tarifaire prévoit au paragraphe 3.3 que, à compter du 1^{er} août 2018, la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT définie par les tableaux 1, 3 et 5 à 34 (cf. paragraphe 3.2 de la délibération TURPE 5) évolue mécaniquement le 1^{er} août de chaque 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_r*.

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

La délibération TURPE 5 définit le coefficient *IPC_N* comme le 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).

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac *IPC₂₀₁₇ = 0,19 %*

Pour rappel, l'inflation prévisionnelle entre l'année 2015 et l'année 2016 retenue dans la délibération TURPE 5 est égale à 0,40 %. *IPC₂₀₁₇* est l'inflation réalisée entre l'année 2015 et l'année 2016 égale à 0,19 %.

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac *IPC₂₀₁₈ = 1,00 %*

Pour rappel, l'inflation prévisionnelle entre l'année 2016 et l'année 2017 retenue dans la délibération TURPE 5 est égale à 1,08 %. *IPC₂₀₁₈* est l'inflation réalisée entre l'année 2016 et l'année 2017 est égale à 1,00 %.

Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 = - 166,9 M€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 tarifaire 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 %.

Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 = - 193,4 M€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 2017³.

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

Le revenu autorisé calculé *ex-post* au titre de l'année 2017 est égal à 13 102 M€.

Le revenu autorisé prévisionnel au titre de l'année 2017 était fixé à 13 018 M€ dans la délibération TURPE 5.

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 tarifaire [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

³ Délibération de la CRE 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.

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 tarifaire [B]	Ecart [A] - [B]
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
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
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	13 102 M€	13 018 M€	+ 84 M€

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.

Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 = - 166,9 M€₂₀₁₈

En application des dispositions de la délibération TURPE 5, le solde du CRCP du TURPE 5 HTA-BT d'Enedis au 1^{er} janvier 2018 atteint - 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
Revenu autorisé calculé ex post au titre de l'année 2017 [B]	13 101,9 M€
Recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2017 [C]	13 071,0 M€
Solde du CRCP au 31 décembre 2017 [A]+[B]-[C]	- 162,5 M€

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

Coefficient K_{2018} en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2018 prend en compte un coefficient K_{2018} qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2018, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2018. Le coefficient K_{2018} est plafonné à +/- 2 %.

La détermination du coefficient K_{2018} 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.

Le coefficient K_{2018} visant à apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 est de - 1,27 %.

Evolution du terme R_f

La Délibération tarifaire prévoit que 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 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.

La valeur de R_f est fixé dans la délibération TURPE 5 pour les domaine de tension HTA et BT > 36 kVA. Pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA, elle tient compte de la part de marché en offre de marché au 31 décembre de chaque année. Au 31 décembre 2017, la part des clients en offre de marché ($P_{ODM 2018}$) était de 18,7 %.

Domaine de tension et puissance de raccordement	Coefficient R_f (€/an) du 01/08/2018 au 31/07/2019	Coefficient C_{CARD} (€/an)
HTA	156,00	212,00
BT > 36 kVA	78,00	106,00
BT ≤ 36 kVA	$R_{ODM} \times P_{ODM 2018} + R_{TRV 2018} \times (1 - P_{ODM 2018})$ 4,93	7,90

Où :

R_{ODM} : contrepartie financière prise en compte pour le fournisseur d'un client en offre de marché (6,80 €/an) ;

$R_{TRV 2018}$: contrepartie financière prise en compte pour le fournisseur d'un client au TRV (4,50 €/an) ;

$P_{ODM 2018}$: part des clients en offre de marché au 31 décembre 2017 (18,7 %).

ANNEXE 2 : PROJET DE GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AOUT 2018**1. Composante annuelle de gestion (CG)****1.1. Composante annuelle de gestion****Tableau 1 : Composante annuelle de gestion**

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	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 3 : 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 5bis : 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 5ter : Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels en collectifs**

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 5 : Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,32

2.2. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Tableau 6 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	533,40
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	413,76
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁴	19,80

2.3. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Tableau 7 : Composante annuelle de comptage - Dispositif de comptage propriété des utilisateurs

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	161,28
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	147,60
	P ≤ 36 kVA	Semestrielle	9,36

3. Composante annuelle des injections (CI)

Tableau 8 : Composante annuelle des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

⁴ 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 9 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe – courte utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 2,52$	$b_2 = 2,28$	$b_3 = 1,92$	$b_4 = 1,80$	$b_5 = 0,96$
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 10 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe –longue utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 15,72$	$b_2 = 15,12$	$b_3 = 12,84$	$b_4 = 8,40$	$b_5 = 1,56$
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 11 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – courte utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,12$	$b_2 = 2,16$	$b_3 = 1,92$	$b_4 = 1,80$	$b_5 = 0,96$
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 12 : Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile – longue utilisation

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 18,00$	$b_2 = 16,80$	$b_3 = 12,84$	$b_4 = 8,40$	$b_5 = 1,56$
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 13 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 9,96$	$b_2 = 5,04$	$b_3 = 3,72$	$b_4 = 1,08$
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 14 : Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles – longue utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 18,24$	$b_2 = 10,80$	$b_3 = 8,88$	$b_4 = 3,72$
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 14 bis et ter : 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)	$b_1 = 8,04$	$b_2 = 8,04$	$b_3 = 6,24$	$b_4 = 3,96$
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 14 quater et quinquies : 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)	$b_1 = 19,56$	$b_2 = 14,88$	$b_3 = 11,16$	$b_4 = 7,80$
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 15 : 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 16 : 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 17 : 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 18 : 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 19 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte 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)
7,34	3,66	1,88	1,35

6.3. Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation**Tableau 20 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part puissance**

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

Tableau 21 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation – part énergie

C ₁ Heures pleines (c€/kWh)	C ₂ Heures creuses (c€/kWh)

3,88	2,38
------	------

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

Tableau 22 : Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation – part puissance

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

Erreur ! Source du renvoi introuvable. 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)
5,62	3,24	1,31	0,98

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

Tableau 24 : Tarif BT ≤ 36 kVA à sans différenciation temporelle longue utilisation – part puissance

b (€/kVA/an)
58,68

Tableau 25 : Tarif BT ≤ 36 kVA à 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 25bis et 25ter : 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 25bis et 25ter : 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 25bis et 25ter : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles courte utilisation - part énergie – Autoproduction collective - Autoproduit

C ₅ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C ₆ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C ₇ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C ₈ 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 25quater et 25quinquies : 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 25quater et 25quinquies : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles moyenne 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)
5,45	3,79	1,89	1,07

Tableau 25quater et 25quinquies : Tarif BT ≤ 36 KVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation - part énergie – Autoproduction collective - Autoproduit

C ₅ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C ₆ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C ₇ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C ₈ 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 26 : 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 27 : alimentation de secours – réservation de puissance

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

Tableau 28 : alimentation de secours – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	8,10	1,75	65,04
HTB 1	HTA	2,82	1,75	23,09

8. Composante de regroupement (CR)

Tableau 29 : Composante de regroupement

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,49 Liaisons souterraines : 0,71

9. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

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

Tableau 30 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	8,18

10. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)**10.1. Flux de soutirage****Tableau 31 : Composante annuelle à l'énergie réactive – flux de soutirage**

Domaine de tension	Rapport $\text{tg } \varphi_{\max}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	1,89
BT > 36 kVA	0,4	1,98

10.2. Flux d'injection**Tableau 32 : composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation non régulée en tension)**

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89
BT > 36 kVA	1,98

Tableau 33 : composante annuelle à l'énergie réactive – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

11. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**Tableau 34 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	1,89

12. Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires**12.1. Dispositions transitoire relatives au domaine HTA****Tableau 35 : Equivalence par défaut entre les options tarifaires TURPE 4 et TURPE 5 en HTA**

Formule tarifaire TURPE 4	Formule tarifaire TURPE 5
Tarif concave	Tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation
Tarif à 8 plages temporelles	Tarifs à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation

Tableau 36 : Equivalence par défaut entre puissances souscrites TURPE 4 et TURPE 5 en HTA

Puissance souscrite TURPE 4	Puissance souscrite TURPE 5
Puissance souscrite du tarif concave	Puissance souscrite de pointe
	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse
Puissance souscrite de pointe du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite de pointe
Puissance souscrite d'heures pleines de mars et novembre du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
Puissance souscrite d'heures creuses de mars et novembre du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
Puissance souscrite de juillet août du tarif à 8 plages temporelles	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse

12.2. Dispositions transitoire relatives au domaine BT > 36 kVA

Tableau 37 : Equivalence par défaut entre les options tarifaires TURPE 4 et TURPE 5 en BT > 36 kVA

Formule tarifaire TURPE 4	Formule tarifaire TURPE 5
Tarif à 5 plages temporelles longue utilisation	Tarif à 4 plages temporelles longue utilisation
Tarif à 4 plages temporelles moyenne utilisation	Tarifs à 4 plages temporelles courte utilisation

Tableau 38: Equivalence par défaut entre les puissances souscrites TURPE 4 et TURPE 5 en BT > 36 kVA

Puissance souscrite TURPE 4	Puissance souscrite TURPE 5
Puissance souscrite d'heures pleines d'hiver du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures pleines de saison haute
Puissance souscrite d'heures creuses d'hiver du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures creuses de saison haute
Puissance souscrite d'heures pleines d'été du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures pleines de saison basse
Puissance souscrite d'heures creuses d'été du tarif à cinq plages temporelles longue utilisation	Puissance souscrite d'heures creuses de saison basse