



DELIBERATION N° 2018-164

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

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

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le TURPE 5 HTA-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

Le Conseil d'Etat a prononcé le 9 mars 2018 l'annulation de ce tarif à compter du 1^{er} août 2018². Le TURPE 5 bis HTA-BT entre en vigueur à cette date, conformément à la délibération n° 2018-148 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Cadre juridique actuel

Les dispositions de l'article L.121-29 du code de l'énergie, modifié par l'article 165 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoient la possibilité d'intégrer dans le mécanisme de péréquation les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées (ZNI).

Cet article dispose ainsi qu' « *il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L.121-4.* »

En sus du mécanisme de péréquation forfaitaire initial, ce même article du code de l'énergie a introduit la possibilité pour certains GRD d'électricité d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse comptable de leurs charges.

Cet article dispose ainsi que « *les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité qui desservent plus de 100 000 clients [...] peuvent [...] opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation.* »

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

Ce même article dispose que, dans ce cas, « la Commission de régulation de l'énergie procède à l'analyse des comptes pour déterminer les montants à percevoir ».

Les modalités d'application de ce mécanisme de péréquation sont précisées par le décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité et codifiées aux articles R121-60 à R121-62 du code de l'énergie.

Electricité de Mayotte (ci-après EDM) ayant indiqué à la CRE son souhait de bénéficier de la péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre des années 2016 et 2017, la CRE a fixé dans sa délibération du 27 septembre 2017³ les niveaux de dotations au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) alloués à cet opérateur sur cette période. Les niveaux de dotations s'élevaient à :

- 9 674 k€ au titre de l'année 2016 ;
- 12 558 k€ au titre de l'année 2017.

Pour ces deux années, les niveaux de charges totales s'élevaient respectivement à 22 086 k€ et 25 205 k€.

L'article 3 du décret n° 2017-847 susmentionné précise par ailleurs que les GRD qui souhaitent opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de leurs comptes au titre de l'année 2018 doivent présenter leur demande à la CRE avant le 30 juin 2017. Ce même article dispose par ailleurs que la notification des contributions doit être effectuée par la CRE au GRD demandeur avant le 31 juillet 2018.

EDM a formalisé en juin 2017 son souhait de rester dans le mécanisme de péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes pour la période 2018-2021.

L'article R121-60 du code de l'énergie dispose par ailleurs que cette demande engage le GRD demandeur jusqu'à la dernière année de la période tarifaire en cours au moment de la demande. Cette disposition permet ainsi la mise en place d'un cadre de régulation incitative pluriannuel sur la période 2018-2021.

Objet de la délibération

La présente délibération a pour objet de déterminer les niveaux annuels de dotation dont bénéficiera EDM sur la période 2018-2021 au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité, ainsi que le cadre de régulation en vigueur sur cette même période.

Travaux menés en vue de la détermination du niveau de dotation du FPE

EDM a transmis à la CRE le 25 octobre 2017 un dossier exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2018-2021, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

EDM a ensuite transmis une mise à jour de ce dossier le 7 juin 2018.

La prise en compte des derniers éléments du dossier adressé à la CRE par EDM conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de 20 624 k€. Ce niveau de dotation correspondrait à un niveau moyen annuel de charges supportées par l'opérateur sur la période 2018-2021 de 35 534 k€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2017 de + 43,3 %.

Pour déterminer les niveaux annuels de dotation du FPE pour la période 2018-2021, la CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par EDM en s'appuyant, notamment, sur les niveaux de productivité atteints par l'opérateur en 2016 et 2017.

La CRE a organisé une consultation publique qui s'est déroulée du 15 mars 2018 au 20 avril 2018 pour laquelle une seule contribution a été reçue. Cette réponse, dont l'auteur n'a pas demandé à ce qu'elle reste confidentielle, est publiée en même temps que la présente délibération.

La CRE a également procédé à deux reprises à l'audition de EDM.

Les analyses de la CRE la conduisent à retenir un niveau annuel de dotations sur la période 2018-2021 s'élevant à 19 422 k€, en augmentation de + 74,7 % par rapport au niveau moyen annuel de dotation dont a bénéficié EDM sur la période 2016-2017. Ce niveau de dotation correspond à un niveau moyen annuel de charges supportées par l'opérateur sur la période 2018-2021 de 34 332 k€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2017 de + 38,4 %.

Ce montant annuel moyen de dotation a été établi en tenant compte, sur la période 2018-2021 :

- d'un niveau annuel moyen de charges nettes d'exploitation s'élevant à 18 642 k€. Ce montant, qui tient compte d'un niveau annuel moyen d'ajustements retenus par la CRE de 857 k€, est en augmentation de + 35,6 % par rapport au montant réalisé de 2017 ;

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-221 du 27 septembre 2017 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDM au titre des années 2016 et 2017

- d'un niveau annuel moyen de charges de capital de 15 848 k€, intégrant l'ensemble des prévisions d'investissements communiquées par EDM. Pour déterminer ce niveau, la CRE a retenu la même méthode de calcul des charges de capital que celle du TURPE 5 HTA-BT, reconduite dans le TURPE 5 bis HTA-BT, en adaptant les valeurs retenues sur certains paramètres. Ce montant est en augmentation de + 43,3 % par rapport au montant réalisé de 2017 ;
- de la régularisation de certains postes de charges et de produits portant sur l'année 2017 s'élevant à - 633 k€ (soit - 158 k€ en moyenne par an sur la période 2018-2021). Ce montant est intégralement imputé aux charges de l'année 2018.

Ces hausses importantes, en termes de charges nettes d'exploitation comme de charges de capital, se justifient par les spécificités du territoire de Mayotte, en lien notamment avec les besoins significatifs d'investissements visant à remettre à niveau et sécuriser les réseaux, ou la forte croissance de l'économie locale qui nécessite la réalisation de nouvelles infrastructures.

La CRE considère que les niveaux de dotations définis dans la présente délibération, conjugués aux recettes issues de la perception du TURPE, permettent de couvrir l'ensemble des coûts prévisionnels de l'opérateur.

La CRE définit par ailleurs pour EDM un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis et EDF SEI, avec notamment :

- des dotations définies sur la période 2018-2021, avec une évolution annuelle selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation : l'opérateur conservera les gains ou les pertes qui pourraient être réalisés par rapport à la trajectoire prévisionnelle ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service et de la continuité d'alimentation, à la maîtrise des charges d'achat de pertes et à l'efficacité des dépenses relatives aux réseaux électriques intelligents ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les niveaux de dotations ;
- une clause de rendez-vous activable en 2020, afin d'examiner les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires, ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation vise, d'une part, à limiter le risque financier d'EDM ou des utilisateurs et, d'autre part, à encourager le GRD à améliorer sa performance *via* la mise en place de mécanismes incitatifs portant, notamment, sur la continuité d'alimentation et sur la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

Les spécificités du territoire sur lequel intervient EDM ont par ailleurs été prises en compte pour l'élaboration de ce cadre de régulation. Cela se traduit notamment par la mise en place d'un dispositif de couverture de charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles qui pourraient frapper le territoire en question.

La CRE considère que le cadre de régulation mis en œuvre donne à EDM tous les moyens nécessaires pour répondre aux différents enjeux auxquels l'opérateur est confronté sur ses territoires, en particulier la transition énergétique.

SOMMAIRE

1. METHODE	6
1.1 PRINCIPES GENERAUX.....	6
1.1.1 Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021	6
1.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021.....	6
1.1.3 Cas particulier de l'année 2018	6
1.2 CADRE DE REGULATION INCITATIVE	7
1.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement	7
1.2.1.1 Les charges d'exploitation	7
1.2.1.2 Les dépenses d'investissement	7
1.2.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation	7
1.2.3 Régulation incitative de la qualité de service	7
1.2.4 Régulation incitative des pertes	8
1.2.5 Régulation incitative des réseaux électriques intelligents.....	9
1.2.6 Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles.....	10
1.2.7 Prise en compte des charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et de la lutte contre la rétrocession et la fraude	10
1.2.8 Compte de régularisation des charges et des produits.....	10
1.2.9 Clause de rendez-vous	11
2. PARAMETRES.....	11
2.1 DEMANDE D'EDM.....	11
2.2 ANALYSES DE LA CRE CONCERNANT LES CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	12
2.2.1 Demande d'EDM.....	12
2.2.2 Analyses et ajustements retenus par la CRE	13
2.3 CHARGES DE CAPITAL.....	19
2.3.1 Méthode de calcul des charges de capital.....	19
2.3.2 Dépenses d'investissement prévisionnelles	19
2.3.3 Niveau des assiettes de rémunération.....	20
2.3.4 Taux de rémunération	21
2.3.5 Niveau prévisionnel des charges de capital.....	22
2.4 CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL TURPE	23
2.5 AJUSTEMENT DU NIVEAU DE DOTATION POUR 2018 AU TITRE DES ECARTS PORTANT SUR L'ANNEE 2017	24
2.6 NIVEAUX DE CHARGES TOTALES ET DE DOTATIONS RESULTANTES SUR LA PERIODE 2018-2021.....	25
3. NIVEAUX DE DOTATION.....	26
3.1 NIVEAUX PREVISIONNELS.....	26
3.2 CALCUL DU SOLDE ANNUEL DU CRCP	26
3.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul ex post du revenu autorisé.....	27
3.2.1.1 Charges nettes d'exploitation incitées.....	27
3.2.1.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies	27
3.2.1.3 Charges de capital.....	28
3.2.1.4 Charges relatives aux pertes	28
3.2.1.5 Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE	28
3.2.1.6 Charges relatives aux redevances de concession.....	28

3.2.1.7 Charges relatives aux à la rémunération du fournisseur EDM pour la gestion des clients en contrat unique 28

3.2.1.8 Charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles 28

3.2.1.9 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents 28

3.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé 28

3.2.2.1 Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement 28

3.2.2.2 Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes 28

3.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative 29

3.2.3.1 Régulation incitative de la qualité de service 29

3.2.3.2 Régulation incitative des pertes 29

3.2.4 Charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et la lutte contre la rétrocession et la fraude . 29

DECISION..... 30

1. METHODE

1.1 Principes généraux

La présente délibération détermine les niveaux de dotation du FPE pour EDM au titre des années 2018 à 2021.

Toutefois, dans la mesure où la CRE met en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) pour EDM (cf. paragraphe 1.2.8), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2019, 2020 et 2021 nécessitera la prise en compte, en année N, du solde du CRCP de l'année N-1.

Par conséquent, cette délibération définit un montant de dotation définitif pour l'année 2018, et des montants prévisionnels pour les années 2019, 2020 et 2021.

1.1.1 Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021

Les niveaux de dotation définis dans cette délibération sont déterminés selon la méthodologie détaillée ci-après.

La CRE compare, pour chaque année de la période 2018-2021, le niveau prévisionnel de charges nettes d'exploitation couvertes par les recettes du TURPE perçues par EDM avec le niveau de charges d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.

Cela se traduit par le calcul, pour chaque année N, de l'écart entre :

- d'une part, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N, diminuées du niveau des charges de capital prévisionnelles cette même année. Ce montant correspond au niveau prévisionnel de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes du TURPE ;
- d'autre part, le niveau prévisionnel des charges d'exploitation correspondant à un GRD efficace au titre de l'année N.

Cet écart est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Dotation ou contribution}_N = [\text{Recettes acheminement prév.}_N - \text{CCprév.}_N] - \text{CNEprév.}_N$$

avec :

- *Recettes acheminement prév.}_N* : recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N ;
- *CCprév.}_N* : charges de capital prévisionnelles en année N ;
- *CNEprév.}_N* : charges nettes d'exploitation prévisionnelles en année N.

Un écart négatif détermine le niveau de dotation qui est dû au GRD au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

Au contraire, un écart positif fixe le montant de contribution dont le GRD est redevable au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

Ce calcul est effectué à partir des données communiquées par EDM, après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

1.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021

La CRE calculera en début d'année N le solde du CRCP d'EDM au titre de l'année N-1.

Une fois ce calcul effectué, la CRE publiera avant le 31 juillet de chaque année de la période 2019-2021 une délibération qui définira le niveau définitif de dotation pour l'année N.

Ce niveau de dotation sera égal à la somme du niveau prévisionnel au titre de l'année N déterminé dans la présente délibération et du solde du CRCP de l'année N-1.

1.1.3 Cas particulier de l'année 2018

La délibération de la CRE du 27 septembre 2017 relative à la détermination des niveaux de dotation pour EDM au titre des années 2016 et 2017 prévoit que la détermination du niveau de dotation du FPE pour l'année 2018 de cet opérateur tienne compte des écarts entre :

- les niveaux estimés et réalisés des recettes issues de la perception du TURPE pour l'année 2017 ;
- les niveaux estimés et réalisés des charges de capital pour l'année 2017.

Les niveaux réalisés de ces charges et recettes ont été communiqués à la CRE par EDM le 24 avril 2018, à l'occasion de la clôture des comptes de l'opérateur.

1.2 Cadre de régulation incitative

1.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement

Pour la période 2016-2017, les niveaux de dotation pour EDM du FPE ont été déterminés par la CRE le 27 septembre 2017, soit trois mois seulement avant la fin de la période concernée, sur la base de l'analyse des comptes de l'opérateur. Dans ce contexte, la CRE a considéré qu'il n'était pas pertinent de définir un mécanisme de régulation incitative pour déterminer le niveau retenu de dotation pour cet opérateur sur cette période.

1.2.1.1 Les charges d'exploitation

La présente délibération définit, pour la période 2018-2021, des principes de régulation incitative des charges d'exploitation similaires à ceux actuellement en vigueur pour Enedis et EDF SEI, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux réellement atteints au cours des années 2016 et 2017. Les gains ou pertes supplémentaires qu'EDM réalisera sur les charges d'exploitation sur la période 2018-2021 seront donc conservés ou supportés à 100 % par l'opérateur.

Certains postes spécifiques de charges d'exploitation, dont les écarts entre trajectoires prévisionnelle et réalisée seront pris en compte en partie ou en totalité au CRCP, échapperont toutefois à ce principe. Le traitement relatif à ces postes est exposé au paragraphe 1.2.8.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2018-2021 ont fait l'objet de prévisions d'EDM, analysées par les services de la CRE. La CRE s'est appuyée, notamment, sur les niveaux de productivité atteints par EDM en 2016 et 2017, et a analysé les évolutions demandées par l'opérateur.

1.2.1.2 Les dépenses d'investissement

Comme détaillé dans le paragraphe 1.1, le niveau prévisionnel de charges nettes d'exploitation couvertes par les recettes du TURPE pour chaque année N s'entend comme la différence entre les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N et du niveau des charges de capital prévisionnelles cette même année.

Pour ce qui relève des charges de capital, la présente délibération prend en compte, par l'intermédiaire du CRCP, la totalité des charges constatées *ex post*.

Compte tenu des besoins significatifs d'investissements dans les réseaux sur le territoire de Mayotte, la CRE considère en effet qu'un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ou une incitation à la maîtrise des investissements « hors réseaux » sur ce territoire ne constituent pas des priorités. Aussi, la CRE décide de ne pas soumettre EDM à de tels mécanismes.

La CRE demande toutefois à EDM de réaliser un suivi précis de ses investissements relatifs au programme de mise en conformité du réseau basse tension. EDM détaillera notamment, à l'occasion de chaque mise à jour annuelle du niveau de dotation dont il bénéficie, les écarts entre les dépenses d'investissement prévisionnelles et les dépenses d'investissement effectivement réalisées.

1.2.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Les délibérations tarifaires TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT ne prévoient aucune demande à EDM concernant les indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation.

EDM suit en interne la durée moyenne de coupure en BT qui prend uniquement en compte les coupures en HTA.

En l'absence de données historiques se basant sur les définitions du TURPE, la CRE ne définit à ce stade ni incitation financière ni cible sur les durées moyennes de coupure et les fréquences moyennes de coupure pour EDM.

Préalablement à la mise en place d'une incitation financière, la CRE demande à EDM de mettre en place un suivi fiable de quatre indicateurs pertinents relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, sur la base des définitions du TURPE. Le détail de ces indicateurs figure en annexe 2 de la présente délibération.

Les délibérations tarifaires TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT ne prévoient pas non plus que le mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini en leur sein s'applique à EDM. Compte tenu des spécificités locales à Mayotte, la CRE considère que la priorité est la mise en œuvre du suivi des indicateurs susmentionnés. En conséquence, elle ne met pas en œuvre de mécanisme sur les coupures longues sur la période 2018-2021 pour cet opérateur.

1.2.3 Régulation incitative de la qualité de service

La qualité de service fournie par le gestionnaire de réseaux s'inscrit dans le cadre de ses missions de service public, et recouvre plusieurs domaines, en particulier les interventions auprès des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution d'électricité telles que les mises en service, les résiliations, la relève des compteurs ou le traitement des réclamations.

Les délibérations tarifaires TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT ne prévoient aucun mécanisme de régulation incitative de la qualité de service pour EDM.

La présente délibération introduit quatre incitations financières sur des indicateurs déjà suivis par EDM et similaires à ceux incités pour EDF SEI, en fixant pour chaque indicateur un unique objectif de référence fondé sur la performance moyenne d'EDM sur les années précédentes, en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. La définition de cet objectif permet de s'assurer que l'opérateur reste incité à maintenir un bon niveau de performance. En complément, des valeurs plafond et plancher, correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, sont fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Par ailleurs, la CRE demande à EDM de mettre en place un suivi, sans incitation financière, de sept indicateurs supplémentaires.

A l'instar de ce qui a été défini pour Enedis et EDF SEI, la présente délibération prévoit des possibilités d'ajustement du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service en cours de période d'encadrement pluriannuel du niveau de dotation du FPE. A cet effet, une liste d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières sont fixés pour l'ensemble de la période est établie. En parallèle, la CRE se réserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La présente délibération introduit également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire.

La liste des indicateurs de qualité de service d'EDM définis pour la période 2018-2021 figure en annexe 1 de la présente délibération.

1.2.4 Régulation incitative des pertes

Les pertes des réseaux de distribution d'électricité sont composées de pertes techniques, liées à l'effet Joule et aux pertes fer générées par les transformateurs, et de pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée. Ces pertes non techniques sont notamment liées à des biais de comptage.

Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour EDM. A titre d'exemple, le coût d'achat des pertes pour cet opérateur s'est élevé en 2017 à 1 752 k€, ce qui correspond à un volume de 29,3 GWh.

Pour la période 2012-2017, le taux de perte annuel moyen s'élève à 8,6 %.

La CRE observe qu'EDM dispose de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissements, de topologie du réseau, etc.

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

A ce titre, les dispositions de l'article L.322-8 du code de l'énergie prévoient désormais que le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est notamment chargé dans sa zone de desserte « *de mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique* ».

La présente délibération introduit une incitation à la maîtrise des charges relatives à la compensation des pertes selon les modalités suivantes pour la période 2018-2021 :

- pour chaque année, le coût de l'énergie achetée par EDM pour compenser ses pertes est entièrement couvert à travers le mécanisme de CRCP ;
- en complément, une incitation financière est versée au travers du CRCP chaque année en se basant sur la différence entre un volume de référence et le volume de perte constaté *ex post*, sur la base d'une formule présentée au paragraphe 3.2.3.2 de la présente délibération.

La CRE considère que ce mécanisme permet de prémunir EDM contre tout risque lié à l'évolution du prix unitaire des pertes, sur lequel l'opérateur n'a aucun levier.

Le gain ou la perte annuel potentiel pour EDM est plafonné à 95 k€.

1.2.5 Régulation incitative des réseaux électriques intelligents

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

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

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

S'agissant de la couverture des coûts de déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer qu'EDM dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

La CRE considère que le mécanisme de FPE, à l'instar des dispositions introduites dans le TURPE 5 HTA-BT et reconduites dans le TURPE 5 bis HTA-BT, doit accompagner les projets industriels de déploiement de réseaux électriques intelligents par un financement adéquat. En effet, les développements et évolutions rapides des réseaux électriques intelligents nécessitent d'introduire des souplesses dans le cadre de régulation, afin de permettre la mise en œuvre en cours de période de tels déploiements utiles à la collectivité tout en assurant leur financement.

La présente délibération introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pourrait aller au-delà des projets déjà identifiés.

Cet accompagnement implique notamment de prendre en compte le cas de programmes relevant des réseaux électriques intelligents, qui permettraient une diminution des investissements, donc des charges de capital, mais en contrepartie d'une hausse (moindre) des charges d'exploitation. Cela pourrait être le cas de programmes de recours à des flexibilités (recours par le GRD à des services d'effacement, de stockage, etc...) notamment dans le cadre de l'article 199 de la LTECV, qui donne la possibilité aux collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseau de distribution.

La présente délibération introduit donc, pour la période 2018-2021, un dispositif spécifique dédié à la prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents. Celui-ci permettra à EDM de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents. Cette intégration sera possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 15 k€ sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable des projets, et pour des charges non prévues à ce stade. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être ajoutés.

Ce mécanisme s'appliquera en particulier pour de futurs projets d'ouvrages de stockage dans les ZNI déployés dans la cadre de la délibération de la CRE du 30 mars 2017⁴. Les actifs associés à ces projets n'ont pas vocation à être intégrés à la BAR réseau de l'opérateur, mais l'achat par EDM de services fournis au réseau par le dispositif de stockage donnerait lieu à un versement au porteur de projet d'un « loyer » représentatif des bénéfices apportés au réseau et des coûts supportés par le porteur de projet. Les charges d'exploitation associées à un tel « loyer » pourraient ainsi, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable et d'une demande préalable d'EDM, être prises en compte à l'occasion du calcul du CRCP de l'opérateur.

La CRE considère toutefois que le dispositif décrit plus haut n'est pas adapté au cas de prestations multi-services rendues par des dispositifs de stockage dans des micro-réseaux isolés. Les évolutions importantes et peu anticipables des fonctions assurées par de tels dispositifs rendent difficile la contractualisation avec des tiers. Dans ce contexte, la présente délibération prévoit que les investissements associés à de tels projets, au seul périmètre des « *micro-réseaux isolés* » au sens de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil⁵, sont intégrés à la BAR de l'opérateur.

⁴ Cf. délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

⁵ « micro réseau isolé » : tout réseau qui a eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996, et qui n'est pas connecté à d'autres réseaux

1.2.6 Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles

Compte tenu de l'exposition aux catastrophes naturelles du territoire sur lequel opère EDM, la CRE considère comme nécessaire la mise en place d'un mécanisme de régulation dédié, sur le modèle de celui mis en place pour EDF SEI.

Dans ce cadre, la présente délibération définit, pour la période 2018-2021, une couverture forfaitaire d'un niveau de charges d'exploitation qui s'élève à 100 k€ par an. L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de catastrophes naturelles constituera donc un gain (respectivement une perte) pour EDM, en cas de charges réelles inférieures (respectivement supérieures) à ce montant.

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, la présente délibération définit par ailleurs un plafond au-delà duquel les charges d'exploitation réellement supportées par EDM sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. paragraphe 1.2.8). Ce plafond s'élève à 150 k€.

Ce mécanisme permet d'inciter l'opérateur à optimiser les moyens mis en œuvre pour prévenir et faire face aux catastrophes naturelles tout en le protégeant des risques les plus extrêmes.

1.2.7 Prise en compte des charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et de la lutte contre la rétrocession et la fraude

Compte tenu de la situation particulière du territoire de Mayotte, et en particulier les besoins significatifs de refonte du réseau pour permettre sa sécurisation, la CRE décide de prendre en compte, pour déterminer les niveaux de dotation du FPE dont bénéficiera EDM sur la période 2018-2021, la totalité des charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par EDM sur cette période au titre des projets de mise en conformité du réseau BT et de la lutte contre la rétrocession et la fraude, à l'exception de l'ajustement détaillé au paragraphe 2.2.2. Les montants pris en compte sont les suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et la lutte contre la rétrocession et la fraude	229	2 436	2 369	2 298

La CRE demande à l'opérateur de transmettre chaque année un suivi de l'avancement de ces deux projets.

Les charges d'exploitation prévues mais non engagées seront restituées aux utilisateurs, en étant prises en compte dans le périmètre du CRCP en fin de période d'encadrement pluriannuel du niveau de dotation dont bénéficie EDM du FPE (i.e. en 2021).

L'opérateur indique que ces deux projets vont être menés sur une période d'environ 8 ans et vont, à ce titre, se poursuivre au-delà de l'année 2021. Une extinction des charges associées est donc attendue à horizon 2026.

1.2.8 Compte de régularisation des charges et des produits

La présente délibération met en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Ce mécanisme permet de prémunir EDM de certains risques liés aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour la détermination des niveaux de dotation. Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le CRCP sera apuré chaque année. Comme détaillé au paragraphe 1.1, le niveau définitif de dotation au titre de l'année N tiendra compte du niveau prévisionnel de dotation pour l'année N déterminé dans la présente délibération d'une part, et du solde du CRCP au titre de l'année N-1 d'autre part.

Les postes de charges et de produits pris en compte à travers le CRCP d'EDM sont les suivants :

- les recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges de capital, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les contributions reçues des utilisateurs au titre du raccordement aux réseaux, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges relatives aux pertes : les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les charges réelles d'EDM sont pris en compte à 100 % (cf. paragraphe 1.2.4) ;

- les redevances de concession versées par EDM aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les recettes de prestations annexes perçues par EDM lorsque l'évolution de leur prix diffère de l'application des formules d'indexation annuelle des prix des prestations, prises en compte à hauteur de l'écart entre les recettes effectivement perçues et les recettes qui auraient été perçues, pour le même volume de prestations, si l'évolution des prix avait été calculée à partir des formules d'indexation annuelle ;
- les charges relatives aux impayés supportés par EDM pour la part correspondant au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges nettes relatives à la rémunération par EDM en tant que GRD du fournisseur EDM au titre de la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 1.2.6) ;
- les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme permettant d'accompagner le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (cf. paragraphe 1.2.5) ;
- les charges d'exploitation relatives aux projets de mise en conformité du réseau BT d'une part et de lutte contre la rétrocession et la fraude d'autre part, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 1.2.7) ;
- les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative suivants :
 - les incitations financières liées à la régulation incitative de la qualité de service (cf. paragraphe 1.2.3) ;
 - les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative des pertes (cf. paragraphe 1.2.4).

1.2.9 Clause de rendez-vous

La présente délibération introduit une clause de rendez-vous sur le niveau des charges prises en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2020 et 2021, activable en 2020, et similaire aux clauses prévues pour Enedis et EDF SEI.

La clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation pris en compte pour la détermination du niveau de dotation se trouve modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation du FPE pour les années 2020 et 2021 pourra être modifiée après cet examen.

2. PARAMETRES

2.1 Demande d'EDM

EDM a transmis à la CRE sa demande de dotation du FPE le 25 octobre 2017. Cette demande, décrite dans la consultation publique du 15 mars 2018, a été complétée par une demande modificative le 7 juin 2017 dont la seule modification concerne l'intégration des charges de capital et des charges nettes d'exploitation associées à la mise en conformité du réseau BT d'une part et à la lutte contre la rétrocession et la fraude d'autre part à hauteur de + 2,8 M€ en moyenne par an sur la période 2018-2021.

Ces deux projets, considérés par l'opérateur comme un préalable incontournable au déploiement des compteurs communicants, ont pour objectifs :

- la mise en conformité de lignes aériennes (e.g. surplomb de lignes ne respectant plus les distances de sécurité, supports intégrés dans le bâti, supports présents dans des domaines privés, etc.) ;
- la mise en conformité de branchements et compteurs (e.g. raccordements détériorés, comptage posé à plus de 60 mètres du point de livraison, comptage dans un lieu interdit, panneau de comptage en bois suspendu, etc.) ;
- la régularisation de consommateurs rétrocedés (usagers non identifiés par EDM, qui se fournissent auprès de rétrocedants).

Les éléments contenus dans la demande modifiée d'EDM conduisent à des niveaux de dotation détaillés dans le tableau ci-après :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Chiffre d'affaires TURPE (A)	13 522	14 426	15 359	16 333	14 910
Charges de capital (B)	12 497	14 099	16 681	20 864	16 035
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDM (C) = (A) - (B)	1 025	327	- 1 322	- 4 531	- 1 125
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (D) (demande d'EDM)	16 037	20 290	20 286	21 383	19 499
Niveau de dotation (E) = (D) - (C) (demande mise à jour d'EDM)	15 012	19 963	21 608	25 914	20 624

Les niveaux de dotation résultant de la demande d'EDM s'appuient sur les hypothèses de charges d'exploitation, de charges de capital et de chiffres d'affaires TURPE présentées ci-après.

2.2 Analyses de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation

2.2.1 Demande d'EDM

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021 présentées par EDM dans sa demande mise à jour au 7 juin 2018 s'élèvent à 19 499 k€ en moyenne par an, en hausse de + 1 892 k€ en moyenne par an par rapport à la trajectoire prévisionnelle présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018 :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation - demande mise à jour au 7 juin 2018	11 545	13 746	16 037	20 290	20 286	21 383	19 499
<i>Evolution</i>		+ 19,1 %	+ 16,7 %	+ 26,5 %	- 0,0 %	+ 5,4 %	
Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018	-	-	15 797	17 773	17 843	19 016	17 607
Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession	-	-	240	2 516	2 444	2 368	1 892

Les modifications apportées par EDM depuis la consultation publique dans l'évaluation des charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021 correspondent exclusivement à l'intégration de charges additionnelles en lien avec la mise en conformité du réseau BT d'une part et la lutte contre la rétrocession et la fraude d'autre part. Ces deux projets impactent plusieurs postes de la matrice tarifaire sur 2018-2021, dont principalement :

- les autres achats et services externes, nets de production immobilisée, à hauteur de + 1 154 k€ en moyenne par an en lien notamment avec l'achat de matériel pour les mises en conformité des branchements et compteurs existants, le recrutement d'intérimaires pour l'inventaire des branchements et compteurs, la location d'une nouvelle base d'intervention délocalisée et la formation nécessitée par les recrutements ;
- les charges de personnel à hauteur de + 1 219 k€ en moyenne par an en lien avec le recrutement de 8 ETP en 2018 et de 14 ETP en 2019 ;
- les produits extratarifaires à hauteur de - 555 k€ en moyenne par an en lien notamment avec les travaux de branchement et les frais d'accès à l'énergie suite à la régularisation des consommateurs rétrocedés.

Outre ces deux projets, l'opérateur justifie notamment l'ampleur de la hausse entre le réalisé 2017 et la trajectoire 2018-2021 par l'intégration de charges prévisionnelles en lien avec le contrôle réglementaire de métrologie comme détaillé dans la consultation publique du 15 mars 2018 : 1 381 k€ en 2019, 705 k€ en 2020 et 719 k€ en 2021.

La demande d'EDM conduirait en 2018 à une hausse par rapport aux dépenses réalisées en 2017 de + 2 291 k€, soit une hausse de + 16,7 %. Sur la période 2018-2021, les charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 10,1 % par an.

2.2.2 Analyses et ajustements retenus par la CRE

La CRE s'est appuyée sur les données constatées des exercices 2016 et 2017 afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur, tout en prenant en compte :

- les facteurs exceptionnels ou non récurrents intervenus au cours de ces exercices ;
- les nouveaux projets et les évolutions connues susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges d'EDM au cours de la période 2018-2021.

Pour fixer le niveau des charges nettes d'exploitation prévisionnelles à couvrir, la CRE a analysé de manière approfondie la demande d'EDM, en se fondant notamment :

- sur les données issues de la comptabilité dissociée d'EDM en 2016 et 2017 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2018 à 2021 communiquées par EDM ;
- sur la réponse d'EDM à la consultation publique de la CRE du 15 mars 2018 qui s'est prononcé sur le niveau des dotations du FPE au titre des années 2018-2021 et sur le cadre de régulation associé.

Les analyses de la CRE conduisent à retenir un niveau d'ajustement annuel moyen de - 857 k€ sur la période 2018-2021 :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Charges nettes d'exploitation - demande modificative du 7 juin 2018	16 037	20 290	20 286	21 383	19 499
Ajustements retenus par la CRE	- 1 105	- 768	- 760	- 795	- 857
Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE	14 931	19 522	19 526	20 589	18 642

Les ajustements retenus par la CRE sont présentés successivement dans les paragraphes ci-après.

Ajustements poste à poste :

- *Achats liés au système électrique*

Ce poste intègre les achats de pertes et les achats de services systèmes.

Aucun ajustement n'est proposé sur ce poste. La trajectoire d'achats liés au système électrique retenue se présente comme suit :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	1 792	2 037	2 181	2 299	2 418	2 532	2 357
<i>Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018</i>			2 181	2 299	2 418	2 532	2 357
<i>Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession</i>			-	-	-	-	-
Ajustement poste à poste			-	-	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE			2 181	2 299	2 418	2 532	2 357

o Achats et services externes

Ce poste intègre les charges d'entretien et de réparation, les achats réseau, la sous-traitance et l'intérim, les charges de maintenance, les dépenses d'assurance, les achats de fourniture, les charges locatives et des charges diverses (déplacements, missions et réceptions, formation, poste et télécommunications, honoraires, etc.).

L'ajustement identifié porte sur la révision des hypothèses d'inflation à hauteur de + 16 k€ par an en moyenne sur la période 2018-2021 et résulte de la prise en compte par la CRE des variations annuelles prévisionnelles de l'indice des prix à la consommation anticipées par le FMI en octobre 2017 en lieu et place des hypothèses retenues par EDM dans sa demande tarifaire :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	4 725	4 328	5 733	8 873	8 695	9 302	8 151
<i>Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018</i>			5 359	7 062	6 688	7 217	6 582
<i>Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession</i>			373	1 811	2 007	2 084	1 569
Ajustement poste à poste			+ 4	+ 13	+ 20	+ 27	+ 16
Trajectoire retenue par la CRE			5 737	8 886	8 715	9 329	8 167

o Charges de personnel

Les charges de personnel incluent les rémunérations brutes et les charges sociales.

La CRE retient les ajustements suivants :

- Révision des hypothèses de SNB

Les charges de personnel prévisionnelles d'EDM sont construites sur la base de certaines hypothèses, dont le SNB.

Les hypothèses de SNB prises en compte par la CRE sont les suivantes :

- pour 2018, l'accord de branche signé le 19 décembre 2017, qui prévoit une évolution du SNB de 1,2 %. Cette augmentation se décompose comme suit : une évolution du SNB de 0,2 % accompagnée d'une mesure de grille de 1 % pour compenser partiellement l'augmentation de la CSG au 1^{er} janvier 2018 ;
- pour 2019-2021, les hypothèses de SNB retenues par la CRE pour les autres tarifs d'infrastructures en vigueur.

Il en résulte un ajustement à hauteur de - 61 k€ en moyenne par an sur 2018-2021.

- *Changement de caisse de cotisation*

EDM a intégré dans ses prévisions dès 2018 des cotisations à l'URSSAF en lieu et place des cotisations à la Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte dont le plafond et le taux de cotisations sont très inférieurs à ceux de l'URSSAF. L'impact s'établit à 520 k€ par an en moyenne. EDM considère que « *Mayotte s'achemine vers le droit commun et donc sur l'alignement des caisses et des cotisations métropolitaines* ». EDM n'est toutefois, à ce jour, toujours pas soumis à l'URSSAF et n'est pas en mesure de confirmer l'échéance de ce changement de caisse de cotisation.

Dans la mesure où ce changement de caisse de cotisation n'est pas effectif à date, et faute d'éléments tangibles permettant de confirmer son échéance, la CRE ne retient pas ces charges.

- *Autres dépenses insuffisamment justifiées*

EDM a intégré, dans sa trajectoire de charges de personnel, des dépenses insuffisamment justifiées à hauteur de 262 k€ en moyenne par an sur 2018-2021. La CRE ne retient pas ces dépenses.

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

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	6 720	8 173	9 304	11 211	11 573	12 182	11 068
<i>Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018</i>			9 109	9 702	10 007	10 578	9 849
<i>Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession</i>			195	1 508	1 566	1 604	1 219
Ajustement poste à poste			- 761	- 859	- 857	- 896	- 843
Trajectoire retenue par la CRE			8 543	10 352	10 716	11 286	10 225

- *Impôts et taxes*

Les impôts et taxes sont composés principalement de taxes diverses (CFE-IFER, taxes foncières et CVAE), de la contribution au fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) et des redevances domaniales.

La trajectoire retenue par la CRE n'intègre aucun ajustement :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	687	725	845	926	993	1 035	950
<i>Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018</i>			842	920	987	1 027	944
<i>Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession</i>			4	6	7	8	6
Ajustement poste à poste			-	-	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE			845	926	993	1 035	950

o *Autres charges*

Ce poste intègre notamment les dotations nettes aux provisions pour risques et charges et des charges diverses (dont les pertes sur créances irrécouvrables).

La CRE retient les ajustements suivants :

- *Provision pour médaille du travail*

EDM demande la couverture en 2018 d'une dotation pour médaille du travail comptabilisée dans ses comptes 2017 à hauteur de 235 k€ et qui n'avait pas été intégrée dans la trajectoire de charges nettes d'exploitation prise en compte pour déterminer le niveau de la dotation au titre de l'année 2017.

EDM n'ayant pas démontré que cette charge n'a pas été couverte par les recettes issues de la perception du TURPE et la dotation FPE en 2017, la CRE ne retient pas cette charge dans le prévisionnel 2018.

- *Autres dépenses insuffisamment justifiées*

EDM a intégré dans sa trajectoire de charges de personnel des dépenses insuffisamment justifiées à hauteur de 68 k€ en moyenne par an sur 2018-2021. La CRE ne retient pas ces dépenses.

La trajectoire des autres charges retenue se présente ainsi comme suit :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	197	886	941	677	623	630	718
<i>Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018</i>			905	565	561	566	650
<i>Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession</i>			35	112	61	64	68
Ajustement poste à poste			- 447	- 19	- 20	- 21	- 127
Trajectoire retenue par la CRE			494	658	603	609	591

o *Produits d'exploitation*

Les produits d'exploitation sont composés des produits extratarifaires (pénalités, travaux de branchement et prestations diverses), de la production immobilisée et stockée et de produits divers.

L'ajustement identifié porte sur la révision des hypothèses d'inflation à hauteur de - 3 k€ par an en moyenne sur la période 2018-2021 et résulte de la prise en compte par la CRE des variations annuelles prévisionnelles de l'indice des prix à la consommation anticipées par le FMI en octobre 2017 en lieu et place des hypothèses retenues par EDM dans sa demande tarifaire :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	- 2 576	- 2 403	- 2 967	- 3 696	- 4 016	- 4 298	- 3 744
<i>Dont demande initiale d'EDM présentée dans la consultation publique du 15 mars 2018</i>			- 2 599	- 2 775	- 2 818	- 2 906	- 2 775
<i>Dont mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession</i>			- 368	- 922	- 1 197	- 1 392	- 970
Ajustement poste à poste			- 1	- 3	- 4	- 5	- 3
Trajectoire retenue par la CRE			- 2 968	- 3 699	- 4 020	- 4 303	- 3 748

Mise en conformité du réseau BT et lutte contre la rétrocession

La demande d'EDM est documentée et s'appuie sur des éléments chiffrés précis, dont le détail par poste est présenté dans les tableaux précédents. Cette demande repose toutefois sur des données difficilement auditable à ce stade (e.g. recensement des non-conformités à traiter, temps d'intervention moyen et charge de travail associée, etc.). Dans ce contexte, la CRE décide de couvrir ces charges additionnelles tout en demandant à l'opérateur de transmettre chaque année un suivi de l'avancement de ces deux projets. Les charges non engagées sur l'ensemble de la période 2018-2021 seront par ailleurs restituées aux utilisateurs dans les conditions décrites au paragraphe 1.2.7.

Il résulte des ajustements poste à poste décrits précédemment que les trajectoires retenues associées aux projets de mise en conformité du réseau BT et de lutte contre la rétrocession sont les suivantes :

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDM	-	-	240	2 516	2 444	2 368	1 892
Ajustement des charges de personnel au titre du changement de caisse de cotisation (cf. plus haut)			- 11	- 80	- 75	- 70	- 59
Trajectoire retenue par la CRE	-	-	229	2 436	2 369	2 298	1 833

Catastrophes naturelles

EDM n'a pas été confronté à des catastrophes naturelles ayant impacté de manière notable ses charges nettes d'exploitation au cours des dernières années. Cependant, l'île de Mayotte pourrait être confrontée à de telles catastrophes à l'avenir.

Compte tenu de l'exposition aux catastrophes naturelles du territoire sur lequel opère EDM, la CRE décide de la mise en place d'un mécanisme de régulation dédié, décrit au paragraphe 1.2.6.

Dans ce cadre, la CRE décide, pour la période 2018-2021, de définir *ex ante* une couverture tarifaire forfaitaire de



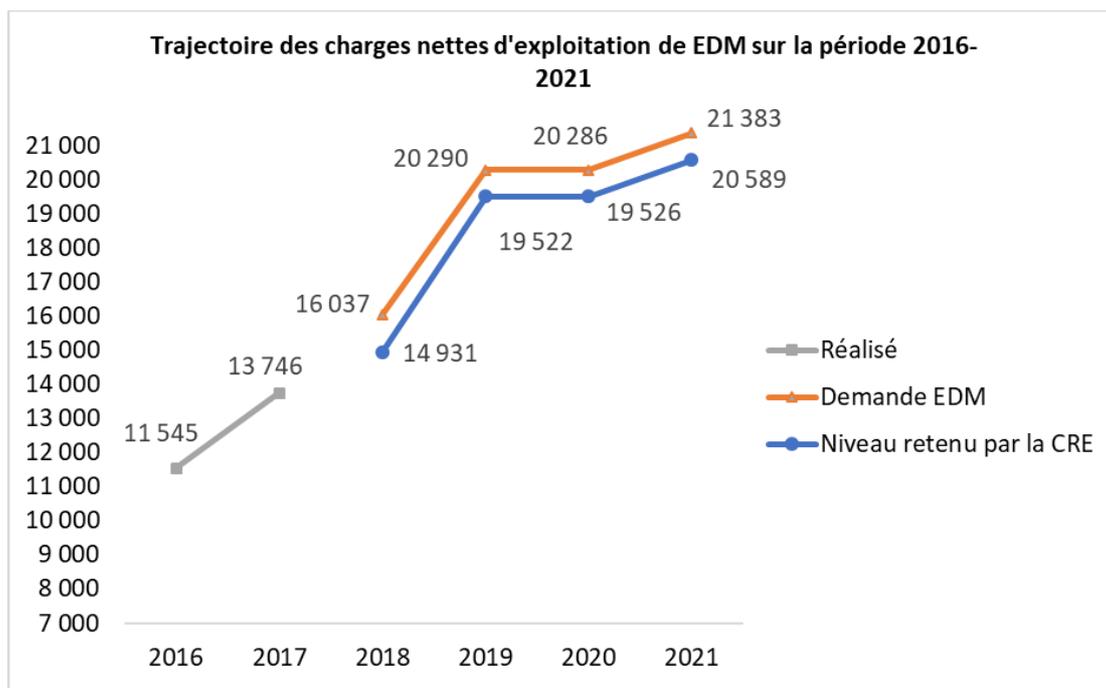
100 k€ par an. L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de catastrophes naturelles constituera donc un gain (respectivement une perte) pour EDM, en cas de charges réelles inférieures (respectivement supérieures) à ce montant, dans la limite d'un montant de 50 k€.

Synthèse des ajustements retenus :

En synthèse, le tableau et le graphique suivant présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation d'EDM, résultant des ajustements retenus par la CRE.

En k€ courants	2016 réalisé	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Charges nettes d'exploitation – demande modificative du 7 juin 2018	11 545	13 746	16 037	20 290	20 286	21 383	19 499
Ajustements poste à poste			- 1 205	- 868	- 861	- 895	- 957
<i>Dont achats et services ex- ternes</i>			+ 4	+ 13	+ 20	+ 27	+ 16
<i>Dont charges de personnel</i>			- 761	- 859	- 857	- 896	- 843
<i>Dont autres charges</i>			- 447	- 19	- 20	- 21	- 127
<i>Dont produits d'exploitation</i>			- 1	- 3	- 4	- 5	- 3
Catastrophes naturelles			+ 100	+ 100	+ 100	+ 100	+ 100
Charges nettes d'exploitation après ajustements retenus par la CRE	11 545	13 746	14 931	19 522	19 526	20 589	18 642
<i>Evolution (%)</i>			+ 8,6 %	+ 30,7 %	+ 0,0 %	+ 5,4 %	

Charges nettes d'exploitation totale (demande mise à jour d'EDM en k€ courants)



2.3 Charges de capital

2.3.1 Méthode de calcul des charges de capital

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

La CRE se fonde, pour déterminer le niveau des charges de capital supportées par EDM pour les années 2018 à 2021, sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans le tarif TURPE 5 HTA-BT et reconduite dans le tarif TURPE 5 bis HTA-BT.

La CRE prend par ailleurs en compte une rémunération des immobilisations en cours (IEC) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 5 HTB⁶, les immobilisations en cours étant rémunérées dans le TURPE 5 HTB mais pas dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT.

2.3.2 Dépenses d'investissement prévisionnelles

Les dépenses prévisionnelles d'EDM sur la période 2018-2021 sont les suivantes :

⁶ 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 le domaine de tension HTB.



Dépenses d'investissement prévisionnelles (k€ courants)		2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018- 2021
Investissements remis à titre gratuit		3 853				
Investissements mis en concession par EDM (IMEC)	Compteurs posés sur l'exercice	204	253	304	342	276
	Branchements effectués sur l'exercice	287	520	624	702	533
	HTA	9 490	8 740	2 430	2 890	5 888
	BT	100	130	130	130	123
	Fiabilisation réseau	30	30	30	30	30
	Déplacement ouvrage	800	4 926	11 608	13 349	7 671
	Renforcement Postes	400	100	100	100	175
	Total IMEC	11 311	14 700	15 225	17 543	14 695
Investissements hors concession réseau (IHCO)	Outillages et matériels	90	80	80	80	83
	Informatique et Telecom	109	598	161	191	265
	Véhicules	530	376	42	173	280
	Bâtiments & mobiliers	0	56	0	0	14
	Ligne HTB et poste source associé	1 988	20794	13 571	0	9 088
	Total IHCO	2 717	21 904	13 854	444	9 730
Investissements hors concession communs affectés au réseau	Informatique et télécom	344	192	183	189	227
	Véhicules	254	287	29	48	155
	Bâtiments et mobiliers	82	236	48	48	103
	Total commun	680	716	259	284	485
TOTAL	18 562	41 172	33 191	22 124	28 762	

Ces trajectoires intègrent principalement les dépenses en lien avec :

- la mise en service d'une ligne HTB et du poste source associé pour un montant d'environ 35 M€ ;
- deux grands projets de lignes HTA pour un total d'environ 20 M€ ;
- le programme de mise en conformité du réseau basse-tension.

La CRE retient l'intégralité des prévisions de dépenses d'investissement présentées par l'opérateur.

2.3.3 Niveau des assiettes de rémunération

La base d'actifs régulés (BAR) d'EDM est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux, hors immobilisations en cours).

Les capitaux propres régulés (CPR) se construisent par différence entre, d'une part, la BAR et, d'autre part, les passifs de concession d'EDM, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

La CRE retient l'intégralité des passifs de concessions et des subventions d'investissement au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux d'EDM.

Pour définir le niveau des emprunts financiers, la CRE distingue les actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB) des actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT). Au 1^{er} janvier 2018, le pourcentage d'actifs HTB était de 25 %. Ce pourcentage sera revu chaque année en s'appuyant sur la comptabilité dissociée d'EDM au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux.

La CRE considère ensuite que :

- les actifs HTB sont réputés financés par de la dette financière à hauteur de 60 %, en cohérence avec le taux d'endettement financier retenu dans la délibération TURPE 5 HTB. Ce taux est fixé pour la période 2018-2021 ;
- les actifs HTA-BT sont réputés financés selon les mêmes proportions que les actifs de la société Enedis. Au 1^{er} janvier 2018, la société Enedis ne présentait pas d'emprunts financiers à son passif. Le taux d'endettement financier était donc de 0 %.

Ce pourcentage sera revu chaque année en s'appuyant sur les comptes de la société Enedis et sur la proportion des CPR et des emprunts financiers retenue dans la mise en œuvre du tarif TURPE HTA-BT (hors actifs liés au projet de comptage évolué).

Les niveaux prévisionnels de la base d'actifs régulés (BAR), des capitaux propres régulés (CPR), des emprunts financiers et des immobilisations en cours (IEC) du domaine HTB pris en compte dans le calcul des charges de capital d'EDM pour les années 2018 à 2021 sont les suivants :

Au 01/01/N (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
BAR	119 001	130 011	144 188	194 003	146 760
CPR	-2 947	1 220	8 068	27 428	8 442
Emprunts financiers	17 795	17 403	17 050	39 290	22 885
IEC du domaine HTB	685	2 673	23 467	0	6 706

Le niveau de la base d'actifs régulés d'EDM passerait donc de 119 M€ au 1^{er} janvier 2018 à 194 M€ au 1^{er} janvier 2021, soit un taux de croissance annuel moyen de 13,0 %.

2.3.4 Taux de rémunération

La CRE retient les niveaux suivants pour les paramètres financiers intervenant dans le calcul de la rémunération d'EDM :

Paramètres financiers	2018-2021
Taux sans risque nominal	2,7 %
Bêta de l'actif	0,347
Prime de risque de marché	5,0 %
Prime de dette	0,6 %

Les niveaux retenus pour les paramètres financiers s'appuient sur les niveaux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, reconduits dans le TURPE 5 bis HTA-BT et dans le tarif TURPE 5 HTB. En particulier, afin de prendre en compte les spécificités des missions de gestionnaire de réseau de transport qui incombent à EDM (notamment en ce qui concerne l'équilibrage du réseau), le bêta de l'actif est construit :

- en considérant le niveau du bêta de l'actif de 0,34 retenu dans la délibération sur le tarif TURPE 5 HTA-BT et sur le tarif TURPE 5 bis HTA-BT et le niveau du bêta de l'actif de 0,37 retenu dans la délibération sur le tarif TURPE 5 HTB ;

- en pondérant ces deux valeurs respectivement par la valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2018 des actifs exploités par EDM affectable au domaine de tension HTA-BT d'une part et au domaine de tension HTB d'autre part.

La CRE retient des niveaux des paramètres relatifs à l'imposition sur les sociétés qui tiennent compte des modifications introduites par la loi de finances pour 2018. Les niveaux de ces paramètres sont les suivants :

Paramètres relatifs à la fiscalité	2018-2021
Taux d'impôt sur les sociétés	30,69 %
Déductibilité fiscale des charges financières nettes	75 %

Le taux d'imposition prend en compte la moyenne du taux normal d'imposition applicable à EDM sur la période 2018-2021 et l'impact de la contribution sociale sur les bénéficiaires. Le taux de déductibilité fiscale des charges financières nettes correspond au taux applicable à EDM en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts.

Les niveaux des taux de rémunération qui en découlent sont les suivants :

Taux de rémunération	2018-2021
Marge sur actif	2,5 %
Taux de rémunération des capitaux propres régulés	3,9 %
Taux de rémunération des emprunts financiers	3,0 %
Taux de rémunération des IEC du domaine HTB	3,7 %

Ainsi, un actif relevant du domaine de tension HTB est rémunéré au taux de 5,9 % (nominal, avant impôts)⁷, ce qui, compte tenu du niveau des taux d'intérêts et de l'inflation, rémunère normalement ces investissements.

Ces taux sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021.

2.3.5 Niveau prévisionnel des charges de capital

Le niveau prévisionnel des charges de capital pour les années 2018 à 2021 est présenté ci-dessous :

⁷ Ce taux s'obtient en considérant que les actifs HTB sont financés à 60 % par des emprunts financiers et à 40 % par des fonds propres (cf. paragraphe 2.3.3).

Charges de capital prévisionnelles (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Application de la marge sur actif	2 975	3 250	3 605	4 850	3 669
Rémunération des capitaux propres régulés	-115	48	315	1 070	329
Rémunération des emprunts financiers	534	522	511	1 179	687
Dotations nettes aux amortissements	3 472	4 020	4 559	6 287	4 584
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	5 475	6 011	6 645	7 190	6 330
Rémunération des immobilisations en cours HTB	25	99	868	0	248
Charges de capital	12 366	13 949	16 503	20 575	15 848

2.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE

EDM a établi une trajectoire de recettes tarifaires prévisionnelles issues de la perception du TURPE pour la période 2018-2021 calculées, d'une part, à partir de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2017 et de prévisions d'évolution de cette grille sur la période 2018-2021 et, d'autre part, à partir d'hypothèses d'évolution du nombre de consommateurs raccordés, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

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

- + 2,8 %/ an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le nombre de sites en soutirage :

Nombre de sites raccordés	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	45 000	46 260	47 555	48 887
BT > 36 kVA	232	239	246	253
HTA	108	111	114	117
TOTAL	45 340	46 610	47 915	49 256

- + 30 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le nombre de sites en injection :

Nombre de sites raccordés	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	14	14	14	14
BT > 36 kVA	58	103	128	146
HTA	15	21	26	31
TOTAL	87	138	168	191

- +2,8 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour les puissances souscrites :

Puissances souscrites (kW)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	238 322	244 995	251 855	258 906
BT > 36 kVA	15 833	16 276	16 732	17 200
HTA	28 284	29 076	29 890	30 727
TOTAL	282 438	290 346	298 476	306 834

- +5 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le volume d'énergie soutirée :

Volume d'énergie soutirée (MWh)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	229 306	241 412	253 434	265 296
BT > 36 kVA	25 020	26 355	27 681	28 989
HTA	73 580	77 468	81 330	85 141
TOTAL	327 906	345 235	362 445	379 426

La présente délibération prend en compte l'intégralité des prévisions proposées par EDM en termes d'évolutions du nombre de consommateurs raccordés, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

Dans ce contexte, la présente délibération retient les niveaux de chiffre d'affaires prévisionnel suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
TOTAL	13 522	14 426	15 359	16 333	14 910

2.5 Ajustement du niveau de dotation pour 2018 au titre des écarts portant sur l'année 2017

Conformément à ce qui est présenté au paragraphe 1.1.3, la détermination du niveau de dotation du FPE pour l'année 2018 pour EDM tient compte des écarts entre :

- les niveaux estimés et réalisés des recettes issues de la perception du TURPE pour l'année 2017 ;
- les niveaux estimés et réalisés des charges de capital pour l'année 2017.

Les niveaux réalisés des recettes issues de la perception du TURPE et des charges de capital au titre de l'année 2017 ont été communiqués à la CRE par EDM le 24 avril 2018, à l'occasion de la clôture des comptes de l'opérateur.

En k€ courants	2017 Estimé*	2017 Réalisé	Ecart
Recettes issues de la perception du TURPE	- 12 647	- 12 691	- 44
Charges de capital	11 649	11 060	- 589
TOTAL	-	-	- 633

*Montants estimés pris en compte dans la délibération du 27 septembre 2017 pour la détermination des dotations FPE au titre de l'année 2017

En application de la délibération n° 2017-220 du 27 septembre 2017, 633 k€ sont restitués aux utilisateurs de réseaux.

Ce montant est pris en compte pour construire les trajectoires présentées au paragraphe 2.6.

2.6 Niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021

Les niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 pour EDM tels qu'ils résultent des éléments retenus par la CRE sont présentés dans le tableau ci-dessous :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	13 522	14 426	15 359	16 333	14 910
Charges de capital (B)	12 366	13 949	16 503	20 575	15 848
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDM (C) = (A) - (B)	1 156	477	- 1 144	- 4 242	- 938
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (D)	14 931	19 522	19 526	20 589	18 642
Prise en compte du réalisé 2017 (E)	- 633	-	-	-	- 158
Niveau de dotation prévisionnel (F) = (D) - (C) + (E)	13 142	19 045	20 670	24 831	19 422
Niveau de charges totales (G) = (B) + (D) + (E)	26 664	33 471	36 029	41 164	34 332

Le niveau annuel moyen de charges prévisionnelles à couvrir sur la période 2018-2021 est en augmentation de + 38,4 % par rapport au niveau réalisé en 2017 et le niveau annuel moyen de dotations prévisionnelles sur la période 2018-2021 est en augmentation de + 54,7 % par rapport au niveau de dotation perçu par EDM au titre de l'année 2017.

3. NIVEAUX DE DOTATION

3.1 Niveaux prévisionnels

Les niveaux annuels de dotation d'EDM au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2018-2021 sont les suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Niveau de dotation	13 142	19 045*	20 670*	24 831*	19 422

* Niveaux prévisionnels.

3.2 Calcul du solde annuel du CRCP

Les niveaux annuels définitifs de dotation du FPE pour chaque année N de la période 2019-2021 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- le niveau prévisionnel de dotation au titre de l'année N défini dans le tableau ci-dessus ;
- le solde du CRCP de l'année N-1.

Chaque année N à compter de l'année 2019, le solde du CRCP de l'année N-1 est calculé comme la différence entre :

- le revenu autorisé d'EDM calculé *ex post* au titre de l'année N-1 ;
- les recettes réelles issues de la perception du TURPE et des dotations prévisionnelles reçues du FPE pour l'année N-1.

Le solde du CRCP de fin de période prend également en compte des montants au titre de la couverture des charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et de la lutte contre la rétrocession et la fraude.

Pour chaque année de la période 2018-2021, le revenu autorisé calculé *ex post* est égal à :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées ;
 - les charges de capital ;
 - la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
 - les charges relatives aux pertes ;
 - les charges relatives aux impayés correspondant au TURPE ;
 - les charges relatives aux redevances de concession ;
 - les charges relatives à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
 - les charges relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques ;
 - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
- à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
 - la régulation incitative des pertes.

Pour l'année 2021, les montants non dépensés au titre de la couverture des charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et de la lutte contre la rétrocession et la fraude sont, le cas échéant, déduits du revenu autorisé.

Pour chaque poste du CRCP, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

3.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé

3.2.1.1 Charges nettes d'exploitation incitées

Les charges nettes d'exploitation incitées retenues pour le calcul *ex post* du revenu autorisé correspondent aux charges nettes d'exploitation prévisionnelles prises en compte pour déterminer les niveaux de dotation fixés dans la présente délibération, à l'exception :

- des contributions au titre du raccordement ;
- de la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
- des charges relatives aux pertes ;
- des charges relatives aux redevances de concession ;
- des charges relatives aux impayés ;
- des charges relatives à la rémunération du fournisseur EDM au titre de la gestion des clients en contrat unique.

Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation	14 931	19 522	19 526	20 589
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	644	883	977	1 066
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	-	-	-	-
Pertes	- 1 881	- 1 983	- 2 086	- 2 185
Redevances de concession	- 210	- 213	- 216	- 218
Impayés correspondant au paiement du TURPE	- 40	- 40	- 42	- 44
Rémunération du fournisseur EDM au titre de la gestion des clients en contrat unique	-	-	-	-
Charges nettes d'exploitation incitées	13 444	18 169	18 159	19 208

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2016 et l'année *N-1* :

	2018	2019	2020	2021
Inflation prévisionnelle entre l'année <i>N-2</i> et l'année <i>N-1</i>	0,30 %	1,20 %	1,30 %	1,60 %

- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2016 et l'année *N-1*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année civile *N-1* et la valeur moyenne du même indice sur l'année civile 2016, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852).

3.2.1.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la valeur nette comptable des immobilisations démolies.

3.2.1.3 Charges de capital

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges de capital constatées.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital	12 366	13 949	16 503	20 575

3.2.1.4 Charges relatives aux pertes

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges relatives aux pertes effectivement supportées par EDM au cours de l'année N.

3.2.1.5 Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des charges et des produits de l'année N au titre de la prise en charge par EDM des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

3.2.1.6 Charges relatives aux redevances de concession

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des redevances de concessions versées par EDM l'année N aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité.

3.2.1.7 Charges relatives aux à la rémunération du fournisseur EDM pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des rémunérations du fournisseur EDM par le GRD EDM au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année N correspond aux versements effectués l'année N au titre de la gestion des clients en contrat unique pour des périodes postérieures au 1^{er} janvier 2018.

3.2.1.8 Charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal au montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des catastrophes naturelles pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 150 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 150 k€, aucun montant n'est donc pris en compte).

3.2.1.9 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

EDM peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors la définition du niveau définitif de dotation, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 15 k€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de la présente délibération. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges d'exploitation ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul *ex post* du revenu autorisé sont déterminés par la CRE.

3.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé

3.2.2.1 Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux recettes effectivement perçues par EDM pour l'année N au titre des contributions liées au raccordement.

3.2.2.2 Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par EDM pour l'année N pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ;

- les recettes qu'aurait perçues EDM pour l'année N pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

3.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative

3.2.3.1 Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour EDM sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par EDM. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour EDM doit être rendu public sur son site Internet.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2018. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Le mécanisme de suivi de la qualité de service d'EDM pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service d'EDM définis pour la période 2018-2021 figure en annexe 1 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'EDM, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1 de l'annexe 1.

3.2.3.2 Régulation incitative des pertes

A compter de l'année 2018, pour une année N donnée, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'EDM, au titre de la régulation incitative des pertes est égal au montant suivant, dans la limite globale de 2 M€ :

$$- 20 \% \times (V_{réel} - V_{réf.}) \times P_{hist.}$$

Où :

- $V_{réel}$ est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{réf.}$ est le volume de référence de pertes est établi à partir du taux historique (8,6 %)

$$V_{réf.} = 8,6 \% \times \text{énergie injectée pour l'année N}$$

- $P_{hist.}$ est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes par EDM qui est de 59,72 €/MWh.

3.2.4 Charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et la lutte contre la rétrocession et la fraude

Les montants de référence pour les charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et la lutte contre la rétrocession et la fraude pris en compte pour la détermination des niveaux prévisionnels de dotation sont les suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges relatives à la mise en conformité du réseau BT et la lutte contre la rétrocession et la fraude	229	2 436	2 369	2 298

Les dépenses relatives à la mise en conformité du réseau BT et la lutte contre la rétrocession et la fraude prévues mais non engagées en fin de période seront déduites du revenu autorisé d'EDM en 2021. Ainsi, la CRE effectuera, en fin de période, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par EDM dans ces projets, et restituera aux utilisateurs l'écart entre la trajectoire prévisionnelle d'une part et la trajectoire réalisée d'autre part, si celui-ci est positif.

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

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

DECISION

La méthode utilisée pour établir les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Electricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021 décrite dans la présente délibération, les différents paramètres associés et les niveaux résultant tels que décrits respectivement dans les parties 2 et 3 de cette même délibération sont ainsi décidés.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, notifiée à Electricité de Mayotte et transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire, à la ministre des Outre-mer, ainsi qu'à Enedis.

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

Délibéré à Paris, le 19 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : INDICATEURS RELATIFS A LA QUALITE DE SERVICE

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission par EDM à la CRE d’autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s’opposent pas à la transmission aux acteurs du marché d’indicateurs relatifs à la qualité de service.

Cette annexe détaille les dispositions décidées par la CRE en termes de mécanisme de régulation incitative de la qualité de service pour EDM : introduction de 4 incitations financières et suivi de 7 indicateurs non incités financièrement.

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE demande à EDM de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

Libellés indicateurs incités financièrement	Caractéristiques et objectifs modifiables au cours de la période 2018-2021
Rendez-vous planifiés non respectés par EDM	Non
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Non
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Non
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l’année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Oui

1. Indicateurs incités financièrement

(a) Rendez-vous planifiés non respectés par EDM

Calcul	<i>Nombre rendez-vous planifiés non respectés par EDM ayant donné lieu au versement d’une pénalité par EDM durant le trimestre, par catégorie d’utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par EDM - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d’un agent d’EDM et nécessitant la présence de l’utilisateur, non respectés du fait d’EDM
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l’opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par EDM en cas de non-exécution d’une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)

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

Calcul	<i>Nombre de réclamations clôturées dans le trimestre et dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDM / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</i>
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d’utilisateurs

	- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDM
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - 78 % du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 80 % du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 82 % du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 83 % du 1 ^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : (150 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Bonus : (150 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 45 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021

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

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDM</u>
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDM
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 9,8 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021

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

Calcul	<u>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle

Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - 93 % du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : (4,5 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Bonus : (4,5 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 10 k€ - Versement au travers du CRCP

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	2019
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	2019
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDM	Nombre de rendez-vous replanifiés par EDM (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDM / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle	2019

ANNEXE 2 : REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION

Cette annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDM définis pour la période 2018-2021.

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, EDM transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^8 \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes-trielle
<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^9 \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes-trielle
<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{10} \text{ et brèves}^{11} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes-trielle
<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{12} \text{ et brèves}^{13} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes-trielle

⁸ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ *Ibid.*

¹¹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

¹² Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹³ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.