



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE DU 15 MARS 2018 N° 2018-005 RELATIVE AUX NIVEAUX DE DOTATION AU TITRE DU FONDS DE PEREQUATION DE L'ELECTRICITE (FPE) POUR GÉRÉDIS DEUX- SEVRES AU TITRE DES ANNEES 2018 A 2021, AINSI QU'AU CADRE DE REGULATION ASSOCIE**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 5 HTA-BT<sup>1</sup> est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> 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 TURPE HTA-BT, qui s'applique à l'ensemble des gestionnaires 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.

L'article L.121-29 du code de l'énergie dispose 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.* »

Ces charges comprennent tout ou partie des coûts supportés par ces gestionnaires et qui, en raison des particularités des réseaux qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par le TURPE.

Les montants à percevoir ou à verser au titre de cette péréquation sont déterminés, de manière forfaitaire, à partir d'une formule de péréquation fixée par décret en Conseil d'Etat.

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, 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 du code de l'énergie dispose ainsi que « *s'ils estiment que la formule forfaitaire de péréquation ne permet pas de prendre en compte la réalité des coûts d'exploitation exposés, les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité qui desservent plus de 100 000 clients et ceux qui interviennent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental peuvent renoncer au bénéfice du système de péréquation forfaitaire et 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.* »

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.

<sup>1</sup> 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

GÉRÉDIS Deux-Sèvres (ci-après GÉRÉDIS) ayant indiqué à la Commission de régulation de l'énergie (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 2017<sup>2</sup> 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 :

- 15 863 k€ au titre de l'année 2016 ;
- 16 704 k€ au titre de l'année 2017.

Pour ces deux années, les niveaux de charges totales s'élevaient respectivement à 80 188 k€ et 83 273 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. L'article 1<sup>er</sup> de ce même décret dispose par ailleurs que :

- d'une part, ces demandes engagent les GRD demandeurs jusqu'à la dernière année de la période tarifaire en cours au moment de la demande, soit sur la période 2018-2021 ;
- d'autre part, la notification des contributions doit être effectuée par la CRE aux gestionnaires de réseaux publics de distribution demandeurs avant le 31 juillet de l'année au titre de laquelle est versée la péréquation, soit avant le 31 juillet 2018.

GÉRÉDIS 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.

Dans ces conditions, cet opérateur a transmis à la CRE le 3 octobre 2017 une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2018-2021 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

A cette occasion, GÉRÉDIS a par ailleurs saisi la CRE de son projet de déploiement de compteurs évolués dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA. Le plan d'affaires relatif à ce projet sera analysé par la CRE ultérieurement. Aussi, ce document de consultation publique ne tient-il pas compte des charges nettes supplémentaires relatives à ce projet de comptage évolué.

La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage à ce stade de retenir pour GÉRÉDIS sur la période 2018-2021, ainsi que les orientations de la CRE concernant le niveau de dotations dont bénéficiera cet opérateur au titre du FPE sur cette même période.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par GÉRÉDIS conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen de 13 151 k€ sur la période 2018-2021, hors projet de comptage évolué, correspondant à un niveau moyen annuel de charges totales de 82 644 k€/an (soit une baisse de - 0,75 % par rapport à l'année 2017).

A ce stade, la CRE envisage de définir des niveaux annuels de dotation moins élevés. Elle prévoit de :

- ne retenir qu'une partie des hausses de charges d'exploitation présentées par GÉRÉDIS pour la période 2018-2021. La trajectoire envisagée à ce stade a été définie à partir des ajustements issus des premières analyses de la CRE ;
- retenir, pour déterminer la part des recettes du TURPE perçues par GÉRÉDIS et permettant la couverture de ses charges de capital, la même méthode de calcul des charges de capital que celle retenue dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, en adaptant les valeurs retenues sur certains paramètres.

A titre d'illustration, avec les paramètres de rémunération envisagés et sur la base des dernières estimations du réalisé 2017 des charges nettes d'exploitation<sup>3</sup>, le niveau de dotation annuel moyen pour GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 s'élèverait à 10 139 k€, correspondant à un niveau moyen annuel de charges totales de 79 632 k€/an (soit une baisse de - 4,37 % par rapport à l'année 2017)

La CRE envisage par ailleurs de définir pour cet opérateur un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis.

Le cadre de régulation envisagé à ce stade vise, d'une part, à limiter le risque financier de GÉRÉDIS ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers la mise en place d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager le GRD à améliorer sa performance via la mise en place de mécanismes incitatifs portant, notamment, sur la continuité d'alimentation et sur la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2017 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres au titre des années 2016 et 2017

<sup>3</sup> La délibération susmentionnée prévoit la prise en compte dans la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour l'année 2018 des écarts entre les niveaux estimés et réalisés de certaines charges et recettes pour l'année 2017. Au stade de la consultation publique, la CRE ne dispose pas des comptes définitifs 2017 de GÉRÉDIS. GÉRÉDIS a toutefois transmis à la CRE une estimation mise à jour de ses charges nettes d'exploitation 2017.

15 mars 2018

La CRE considère que le niveau de dotation annuelle envisagé à ce stade ainsi que le cadre de régulation décrit dans ce document de consultation publique donnent à GÉRÉDIS tous les moyens nécessaires pour répondre aux différents enjeux auxquels il est confronté sur son territoire, en particulier la transition énergétique.

A ce stade, la CRE envisage de délibérer courant mai 2018 sur les niveaux annuels de dotation au titre du FPE pour GÉRÉDIS sur la période 2018-2021.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 20 avril 2018.

Paris, le 15 mars 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO

# SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>5</b>
1.1	PRESENTATION DE GÉRÉDIS.....	5
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....	5
<b>2.</b>	<b>CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LA PERIODE 2018-2021.....</b>	<b>5</b>
2.1	METHODOLOGIE DE DETERMINATION DES NIVEAUX DE DOTATION AU TITRE DU FPE .....	6
2.1.1	Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021 .....	6
2.1.2	Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021 .....	6
2.1.3	Cas particulier de l'année 2018 .....	7
2.2	REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION ET DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT .....	7
2.2.1	Les charges d'exploitation.....	7
2.2.2	Les dépenses d'investissement.....	7
2.3	REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION POUR GÉRÉDIS .....	8
2.3.1	Cadre général du TURPE 5 HTA-BT et demande de GÉRÉDIS.....	8
2.3.2	Principales orientations envisagées par la CRE.....	9
2.3.3	Mécanisme de pénalité pour les coupures longues .....	9
2.4	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	9
2.4.1	Cadre général du TURPE 5 .....	9
2.4.2	Principales orientations envisagées par la CRE.....	10
2.4.3	Ajustement des mécanismes et des indicateurs au cours de la période 2018-2021 .....	10
2.5	REGULATION INCITATIVE DES PERTES.....	10
2.6	REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DES RESEAUX ELECTRIQUES INTELLIGENTS .....	11
2.7	COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS .....	12
2.8	CLAUSE DE RENDEZ-VOUS .....	13
<b>3.</b>	<b>DEMANDES DE GÉRÉDIS ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....</b>	<b>13</b>
3.1	NIVEAUX DE DOTATION RESULTANT DES DEMANDES DES OPERATEURS .....	13
3.2	CHARGES D'EXPLOITATION.....	14
3.2.1	Demande de GÉRÉDIS.....	14
3.2.2	Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par GÉRÉDIS 16	
3.3	CHARGES DE CAPITAL.....	18
3.3.1	Méthode de calcul des charges de capital.....	18
3.3.2	Paramètres du calcul des charges de capital .....	18
3.4	CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL TURPE .....	20
3.5	AJUSTEMENT DU NIVEAU DE DOTATION POUR 2018 AU TITRE DES ECARTS PORTANT SUR LES ANNEES 2016 ET 2017 .....	21
3.6	NIVEAU DE CHARGES TOTALES ET DE DOTATIONS RESULTANTES SUR LA PERIODE 2018-2021.....	21
<b>4.</b>	<b>QUESTIONS .....</b>	<b>23</b>
<b>5.</b>	<b>MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>24</b>

## 1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

### 1.1 Présentation de GÉRÉDIS

GÉRÉDIS, GRD d'électricité en Deux-Sèvres, gère près de 14 000 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 150 000 consommateurs. En 2016, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux de GÉRÉDIS s'élevait à 1,8 TWh.

Les montants à percevoir ou à verser par GÉRÉDIS au titre de la péréquation étaient déterminés de manière forfaitaire à partir de la formule normative de péréquation jusqu'en 2015.

Par courrier du 18 mai 2017, GÉRÉDIS a indiqué à la CRE son souhait, en sa qualité de GRD desservant plus de 100 000 consommateurs, d'« *opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de [ses] comptes* », au titre des années 2016 et 2017.

Dans sa délibération du 27 septembre 2017, la CRE a ainsi déterminé les niveaux de dotation au titre du FPE pour GÉRÉDIS au titre des années 2016 et 2017 :

En k€ courants	2016	2017
Niveau de dotation GÉRÉDIS	15 863	16 704

### 1.2 Objet de la consultation publique

GÉRÉDIS a exprimé auprès de la CRE son souhait de continuer à bénéficier de la péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes pour la période 2018-2021.

Dans ce contexte, cet opérateur a fait parvenir à la CRE en octobre 2017 son dossier tarifaire portant sur cette période.

Le tarif TURPE 5 HTA-BT<sup>4</sup> prévoit par ailleurs que la CRE « *examinera, à l'occasion de la détermination [du niveau de dotation], l'opportunité de prévoir des mesures de régulation incitative* ».

La présente consultation publique porte sur la détermination des niveaux de dotation à GÉRÉDIS au titre du FPE pour les années 2018 à 2021, ainsi que sur le cadre de régulation associé.

## 2. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LA PERIODE 2018-2021

L'article 1<sup>er</sup> du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 dispose que la demande de péréquation établie à partir de l'analyse des comptes d'un GRD concerne la période allant jusqu'à la fin de la période tarifaire en cours. Par ailleurs, en application de l'article L.121-29 du code de l'énergie, la CRE doit tenir compte de la performance d'exploitation de GÉRÉDIS afin d'établir la péréquation de ses coûts d'exploitation. A ce titre, la CRE envisage de prévoir des dispositions incitatives appropriées pour encourager le gestionnaire de réseaux à améliorer ses performances sur la période 2018-2021.

La CRE envisage, pour la période 2018-2021, un cadre de régulation proche de celui prévu pour Enedis par le TURPE 5 HTA-BT.

Le cadre de régulation sur cette période s'appuierait sur les principes suivants :

- une incitation à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation de GÉRÉDIS et, d'autre part, sur les dépenses d'investissement de cet opérateur, avec un suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service ;
- des incitations à la maîtrise des coûts liés à l'achat de l'énergie pour la couverture des pertes électriques sur les réseaux gérés par GÉRÉDIS ;
- un dispositif spécifique dédié à la prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant, d'une part, de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre les charges et les produits

<sup>4</sup> 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

prévisionnels pris en compte pour établir le niveau de dotation au titre du FPE et les charges et les produits réels et, d'autre part, de prendre en compte les bonus et malus des différents mécanismes de régulation incitative ;

- une clause de rendez-vous activable en 2020, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation des opérateurs sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation a pour objectif d'inciter GÉRÉDIS à améliorer son efficacité tout en le protégeant de certains risques liés, notamment, à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires comme sur le niveau de ses charges, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les années 2020 et 2021.

La mise en place d'un mécanisme de CRCP pour GÉRÉDIS conduira la CRE à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation défini au titre de l'année N le solde du CRCP calculé au titre de l'année N-1.

## **2.1 Méthodologie de détermination des niveaux de dotation au titre du FPE**

La CRE va déterminer, dans le cadre d'une délibération courant mai 2018, des niveaux de dotation pour GÉRÉDIS au titre des années 2018 à 2021.

Toutefois, dans la mesure où la CRE envisage à ce stade la mise en place d'un mécanisme de CRCP pour cet opérateur (cf. paragraphe 2.7), 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, la délibération susmentionnée définira un montant de dotation définitif pour l'année 2018, et des montants prévisionnels pour les années 2019, 2020 et 2021.

Les niveaux définitifs de dotation au titre du FPE pour chacune des années de la période 2019-2021 prendront en compte, au-delà du montant prévisionnel défini en mai 2018, le solde du CRCP de l'année qui précède.

### **2.1.1 Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021**

Les niveaux de dotations définis dans la délibération de la CRE de mai 2018 seront 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 GÉRÉDIS avec le niveau de charges d'exploitation prévisionnelles de cet opérateur 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 GÉRÉDIS, après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

### **2.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021**

La CRE calculera en début d'année N le solde du CRCP de GÉRÉDIS 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 de dotation pour l'année N.

Ce niveau de dotation sera égal à la somme du niveau prévisionnel calculé en mai 2018 et du solde du CRCP de l'année N-1.

### 2.1.3 Cas particulier de l'année 2018

La délibération de la CRE du 27 septembre 2017 relative à la détermination des niveaux de dotation pour GÉRÉDIS au titre des années 2016 et 2017 prévoit que la détermination du niveau de dotation au titre 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 estimés et réalisés des charges d'accès au réseau public de transport (RPT) pour l'année 2017.

Les niveaux réalisés de ces charges et recettes seront communiqués à la CRE à l'occasion de la clôture des comptes de GÉRÉDIS et seront, dans ce cadre, pris en compte dans la future délibération du mois de mai.

## 2.2 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement

Les niveaux de dotation pour GÉRÉDIS au titre du FPE pour la période 2016-2017 ont été déterminés par la CRE le 27 septembre 2017, soit trois mois seulement avant la fin de la période concernée. 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.

### 2.2.1 Les charges d'exploitation

A ce stade, la CRE envisage de définir, pour la période 2018-2021, des principes de régulation incitative des charges d'exploitation similaires à ceux actuellement en vigueur pour Enedis, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux réellement atteints au cours des années précédentes. Les gains ou pertes supplémentaires que GÉRÉDIS pourrait réaliser sur les charges d'exploitation sur la période 2018-2021 seraient donc conservés ou supportés à 100 % par cet opérateur.

Certains postes spécifiques de charges d'exploitation, dont les écarts entre trajectoires prévisionnelle et réalisée seraient pris en compte en partie ou en totalité au CRCP, échapperaient toutefois à ce principe. Le traitement relatif à ces postes est exposé au paragraphe 2.7.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2018-2021 ont fait l'objet de prévisions de GÉRÉDIS, analysées par les services de la CRE. La CRE s'est appuyée, notamment, sur le niveau de productivité atteint par GÉRÉDIS en 2016, et a analysé les évolutions demandées par cet opérateur. L'année 2016 est en effet la dernière année pour laquelle les niveaux réalisés de charges nettes d'exploitation sont connus.

**Question 1 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation de GÉRÉDIS similaire à celui actuellement en vigueur pour Enedis dans le cadre du tarif TURPE 5 HTA-BT, selon lequel cet opérateur conserve les gains et pertes par rapport aux trajectoires prévisionnelles ?**

### 2.2.2 Les dépenses d'investissement

Comme détaillé dans le paragraphe 2.1, 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 couvertes par le TURPE, la CRE envisage la prise en compte, par l'intermédiaire du CRCP, de la totalité des charges constatées *ex post*, sous réserve des deux dispositifs de régulation décrits ci-après.

#### Mécanisme de suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

La CRE envisage de mettre en œuvre un mécanisme de suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux pour GÉRÉDIS.

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a mis en œuvre, pour Enedis, un mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux. Ce mécanisme a pour objectif d'inciter Enedis à optimiser les coûts des investissements dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage (plus spécifiquement les

investissements dans les réseaux BT aérien et souterrain, HTA souterrains et les branchements). Dans la mesure où il porte sur les coûts unitaires et non sur les volumes d'investissements, ce mécanisme n'a pas d'incidence sur la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux.

Pour GÉRÉDIS, la CRE envisage à ce stade de mettre en œuvre un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux en adaptant celui mis en œuvre pour Enedis à la taille et aux contraintes de GÉRÉDIS. En revanche, contrairement à ce qui a été défini pour Enedis, la CRE n'envisage pas d'inciter financièrement GÉRÉDIS sur la maîtrise des coûts unitaires d'investissement pour la période 2018-2021. En effet, il n'existe pas d'historique suffisamment fiable pour, d'une part, s'assurer que les coûts unitaires ne sont pas trop volatils et pour, d'autre part, fixer dès maintenant des niveaux de référence pour une telle régulation incitative.

Le suivi envisagé par la CRE a pour objectif d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par GÉRÉDIS, quels que soient le volume de chantiers et la quantité d'ouvrages mis en service par l'opérateur au cours de la période 2018-2021.

Les ouvrages de réseaux seraient regroupés en catégories définissant différentes natures d'ouvrages, afin de disposer de catégorie d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable. Si la valeur de chaque investissement pris isolément dépend de nombreux facteurs et présente une forte variabilité, l'influence des facteurs autres que le type d'investissement, la longueur ou le nombre d'unités mis en service, ou le nombre de chantiers, devraient se compenser en grande partie.

Les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) de GÉRÉDIS à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements sont couvertes sur la base de leur valeur effective.

**Question 2 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux pour GÉRÉDIS ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?**

#### Mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements « hors réseaux »

La CRE souhaite inciter GÉRÉDIS à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier et les véhicules.

Ces postes de charges sont, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. La CRE estime nécessaire, à ce stade, que les charges de capital et les charges d'exploitation relatives à ces postes fassent l'objet des mêmes incitations financières.

Le mécanisme envisagé consisterait à définir pour la période 2018-2021 la trajectoire d'évolution de ces charges de capital prises en compte pour déterminer le niveau de dotations au titre du FPE, qui seraient alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains (ou les pertes) qui pourraient être réalisés seraient donc conservés à 100 % par l'opérateur.

En incitant ces charges de capital au même titre que les charges d'exploitation, la CRE souhaite encourager l'opérateur à optimiser globalement l'ensemble de ses charges, au bénéfice des utilisateurs des réseaux.

En outre, la CRE envisage de mener une analyse *ex post* des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes.

**Question 3 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GÉRÉDIS à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs « hors réseaux » au même titre que les charges d'exploitation ?**

## **2.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation pour GÉRÉDIS**

### **2.3.1 Cadre général du TURPE 5 HTA-BT et demande de GÉRÉDIS**

Lors des précédents travaux tarifaires portant sur l'élaboration du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a confié au cabinet FTI Compass Lexecon une étude visant à analyser les données historiques des indicateurs suivis par GÉRÉDIS en termes de continuité d'alimentation. Cette étude a été publiée sur le site Internet de la CRE en parallèle du document de consultation publique du 27 juillet 2016 sur le TURPE 5 HTA-BT.

S'agissant de la durée moyenne de coupure en BT, GÉRÉDIS ne comptabilise que les coupures liées à des incidents ou des travaux sur ses réseaux HTA. Le critère suivi par GÉRÉDIS est donc potentiellement biaisé à la baisse par rapport au critère suivi par Enedis. S'agissant de la fréquence de coupure en BT, GÉRÉDIS ne suit aucun indicateur.



Dans la délibération tarifaire TURPE 5 du 17 novembre 2016, la CRE a invité les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs à travailler dès 2017 sur la mise en place du suivi des quatre indicateurs relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, sur la base des définitions du TURPE.

### 2.3.2 Principales orientations envisagées par la CRE

En l'absence de données historiques se basant sur les définitions du TURPE, la CRE n'envisage pas à ce stade de mettre en place une incitation financière et des cibles sur les durées moyennes de coupure et les fréquences moyennes de coupure pour GÉRÉDIS.

La CRE envisage toutefois de demander à GÉRÉDIS de mettre en place un processus de collecte fiable d'ici 2019 permettant de suivre les quatre indicateurs susmentionnés. La CRE pourra ainsi disposer d'un historique en vue d'introduire des objectifs incités financièrement dans le cadre de la période tarifaire suivante.

### 2.3.3 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans le cadre d'une coupure d'un utilisateur de plus de cinq heures, le TURPE 5 HTA-BT prévoit que GÉRÉDIS verse à cet utilisateur une pénalité forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives, selon les modalités suivantes :

- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite et par tranche de 5 heures ;
- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite et par tranche de 5 heures ;
- pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite et par tranche de 5 heures.

Le TURPE 5 HTA-BT prévoit la possibilité pour GÉRÉDIS, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel (cf. définition en annexe), de réduire les montants des pénalités applicables à un niveau égal à 10 % des montants susmentionnés afin de limiter son exposition financière. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. GÉRÉDIS devra cependant, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre. A ce stade, GÉRÉDIS n'a pas informé la CRE de son choix.

Afin que cette incitation soit neutre en espérance, la CRE envisage de définir une couverture tarifaire *ex ante* pour GÉRÉDIS qui s'élèverait à 160 k€ par an. L'écart entre le montant retenu et les charges réelles constituerait donc un gain, respectivement une perte, pour GÉRÉDIS en cas de charges réelles inférieures, respectivement supérieures, à ce montant. Afin de limiter le risque pour l'opérateur, en cohérence avec le mécanisme mis en place pour le TURPE 5 HTA-BT, le plafond au-delà duquel les sommes versées par GÉRÉDIS sont intégralement couvertes par le tarif à travers le mécanisme du CRCP s'élèverait à 340 k€ par an.

Si GÉRÉDIS décide, lors de la période 2018-2021, de modifier le montant des pénalités versées aux clients coupés lors d'un événement exceptionnel, la CRE gardera la possibilité de modifier la couverture tarifaire de ce dispositif.

Question 4 : Etes-vous favorable aux mécanismes envisagés par la CRE concernant la continuité d'alimentation de GÉRÉDIS ?

## 2.4 Régulation incitative de la qualité de service

### 2.4.1 Cadre général du TURPE 5

La qualité de service fournie par les gestionnaires de réseaux s'inscrit dans le cadre de leurs 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.

Depuis le TURPE 4, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014, GÉRÉDIS se voit appliquer un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service similaire à celui appliqué aux ELD desservant plus de 100 000 consommateurs et à EDF SEI. Le TURPE 5, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2017, a maintenu le dispositif de suivi de la qualité de service d'EDF SEI établi par le TURPE 4, tout en introduisant quelques évolutions pour tenir compte du retour d'expérience du TURPE 4 et des attentes des acteurs.

L'objet de ce dispositif est de vérifier que le gestionnaire de réseaux en situation de monopole s'acquitte de ses missions avec efficacité, sans discrimination et en améliorant ses performances.

Le suivi de la qualité de service a fait l'objet de six rapports annuels de la CRE, le dernier ayant été publié en février 2017.

### 2.4.2 Principales orientations envisagées par la CRE

S'agissant du cadre de régulation incitative pluriannuel sur la période 2018-2021 relatif à la qualité de service, en complément du mécanisme de régulation défini par le TURPE 5 HTA-BT pour GÉRÉDIS, la CRE envisage à ce stade d'introduire cinq incitations financières sur des indicateurs déjà suivis sous le TURPE 5, en fixant pour chaque indicateur un unique objectif de référence fondé sur la performance moyenne de GÉRÉDIS sur les années précédentes. La définition de cet objectif permettrait de s'assurer que l'opérateur reste incité à maintenir un bon niveau de performance.

Par ailleurs, la CRE envisage, pour chacun des indicateurs incités financièrement, de déterminer des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière. Ces valeurs seront fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative. En complément, la force de l'incitation financière est déterminée en fonction du volume de l'indicateur suivi de manière à ce que l'incitation reflète la réalité de l'activité sous-jacente.

La liste détaillée des indicateurs envisagés pour la période 2018-2021, en complément du mécanisme de régulation défini par le TURPE 5 HTA-BT pour GÉRÉDIS, figure en annexe du présent document.

### 2.4.3 Ajustement des mécanismes et des indicateurs au cours de la période 2018-2021

A l'instar de ce qui a été défini pour Enedis et EDF SEI, la CRE envisage à ce stade de prévoir des possibilités d'ajustement des mécanismes de régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire pour GÉRÉDIS. A cet effet, deux listes d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période seraient établies. En parallèle, la CRE envisage d'introduire la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La CRE envisage également d'introduire 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.

Les listes des évolutions envisagées des indicateurs incités financièrement figurent en annexe du présent document.

Question 5 : Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés pour GÉRÉDIS ?

Question 6 : Selon vous, les indicateurs envisagés permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service de GÉRÉDIS ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 7 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période ? Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ?

## 2.5 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 liées notamment à des biais de comptage.

La CRE observe que GÉRÉDIS dispose de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc. Par ailleurs, le déploiement des compteurs évolués doit permettre de réduire les pertes non techniques.

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 ». <sup>5</sup>

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 ». Par conséquent, pour la période 2018-2021, la CRE envisage à ce stade d'introduire pour GÉRÉDIS une incitation sur le coût des pertes, prenant en compte uniquement le volume de pertes.

L'incitation envisagée par la CRE pour GÉRÉDIS porterait sur la différence, constatée chaque année *ex post*, entre le coût de référence des pertes déterminé en multipliant le volume de référence décrit *infra* par le coût constaté de la couverture des pertes réalisé par GÉRÉDIS d'une part et les charges réelles supportées par GÉRÉDIS au titre de l'achat des pertes d'autre part. En cas de coût réalisé par GÉRÉDIS inférieur au coût de référence, celui-ci garderait 20 % des gains. A l'inverse, en cas de coût réalisé supérieur au coût de référence, GÉRÉDIS supporterait 20 % du surcoût.

80 % de l'écart entre coût réalisé et coût de référence serait couvert par les dotations au titre du FPE, via le mécanisme de CRCP. Le taux d'incitation de GÉRÉDIS serait ainsi identique à celui retenu pour Enedis dans le cadre du TURPE 5.

Le volume de référence est établi à partir du taux de perte constaté sur la période 2014-2017, soit 6,4 %, afin d'inciter GÉRÉDIS à améliorer sa performance par rapport à la situation existante. La CRE envisage à ce stade de plafonner le gain ou la perte annuel potentiel pour GÉRÉDIS à 240 k€.

Par ailleurs, afin de prendre en compte les effets du déploiement des compteurs évolués dans la zone de desserte de GÉRÉDIS qui devraient réduire le niveau des pertes non techniques, la CRE envisage la possibilité de modifier le taux de pertes de référence, soit 6,4 %, en cours de période tarifaire.

Question 8 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter GÉRÉDIS à réduire le volume de ses pertes ?

Question 9 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE pour GÉRÉDIS ?

## **2.6 Régulation incitative de la R&D et des réseaux électriques intelligents**

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

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

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

S'agissant des aspects tarifaires des sujets de déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer que GÉRÉDIS dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

### Régulation incitative de la R&D

GÉRÉDIS n'a pas intégré dans sa demande tarifaire de charges d'exploitation relatives à des projets de R&D et d'innovation sur la période 2018-2021.

Dans ce contexte, la CRE n'envisage pas de mettre en place de dispositif de régulation dédié à la R&D sur la future période tarifaire.

<sup>5</sup> Ces dispositions ont été transposées en droit français par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le décret n° 2015-1442 du 6 novembre 2015 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz

## Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

La CRE considère que le TURPE 5 et le mécanisme de FPE doivent 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 tarifaire, de tels déploiements utiles à la collectivité tout en assurant leur financement.

La CRE souhaite donc mettre en place un mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pourraient 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 CRE envisage à ce stade d'introduire 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 permettrait à GÉRÉDIS 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 serait possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à un seuil minimal, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être ajoutés.

**Question 10 : Etes-vous favorable à la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 ?**

### **2.7 Compte de régularisation des charges et des produits**

La CRE envisage de mettre en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Ce mécanisme permet de prémunir GÉRÉDIS 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 envisagé serait apuré chaque année en prenant en compte dans le niveau de dotation au titre de l'année N, d'une part, le niveau prévisionnel fixé en début de période tarifaire et, d'autre part, le solde du CRCP au titre de l'année N-1 (cf. paragraphe 2.1).

A ce stade, les postes de charges et de produits dont la CRE envisage l'introduction au CRCP 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 à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » (cf. paragraphe 2.2.2) ;
- 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, selon les modalités décrites au paragraphe 2.5 ;
- les redevances de concession versées par GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme permettant d'accompagner le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (cf. paragraphe 2.6) ;
- les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative suivants :
  - les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation, ainsi que les montants liés au plafonnement des compensations versées directement aux utilisateurs au titre des coupures longues (cf. paragraphe 2.3) ;
  - les incitations financières liées à la régulation incitative de la qualité de service (cf. paragraphe 2.4) ;
  - les incitations financières découlant du cadre de régulation incitative du futur projet de comptage évolué de GÉRÉDIS.

Question 11 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de CRCP selon les modalités envisagées par la CRE ?

## **2.8 Clause de rendez-vous**

La CRE envisage à ce stade d'introduire 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 à la clause prévue par le tarif TURPE 5 HTA-BT pour Enedis.

La clause de rendez-vous prévoirait 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 trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour les années 2020 et 2021 pourrait être modifiée après cet examen.

Question 12 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans les conditions envisagées par la CRE ?

## **3. DEMANDES DE GÉRÉDIS ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE**

### **3.1 Niveaux de dotation résultant des demandes des opérateurs**

GÉRÉDIS a transmis à la CRE sa demande tarifaire par courrier en date du 3 octobre 2017.

Les éléments contenus dans la demande tarifaire de GÉRÉDIS conduisent à un niveau de dotations, hors projet de comptage évolué, détaillé dans le tableau ci-après :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	66 782	68 338	70 531	72 321	69 493
Charges de capital (B)	35 013	34 942	36 197	37 333	35 871
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par GÉRÉDIS (C) = (A) - (B)	31 768	33 396	34 334	34 988	33 622
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par GÉRÉDIS (D)	46 835	46 410	46 348	47 498	46 773
<b>Niveau de dotation GÉRÉDIS (E) = (D) - (C)</b>	<b>15 067</b>	<b>13 014</b>	<b>12 013</b>	<b>12 511</b>	<b>13 151</b>

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

Les charges prévisionnelles présentées par GÉRÉDIS sont en cours d'analyse par la CRE afin de définir une trajectoire pour la période 2018-2021 correspondant à celle d'un gestionnaire de réseau efficace.

A ce stade, les ajustements envisagés par la CRE par rapport aux trajectoires de charges nettes d'exploitation et de charges de capital proposées par GÉRÉDIS conduiraient à des niveaux de dotation moins élevés que la demande de GÉRÉDIS, hors projet de comptage évolué.

### 3.2 Charges d'exploitation

#### 3.2.1 Demande de GÉRÉDIS

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021, hors projet de comptage évolué, présentées par GÉRÉDIS dans sa demande tarifaire communiquée à la CRE, sont les suivantes :

En k€ courants	2016 réalisé	2017*	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation chiffrées dans la demande tarifaire, hors projet de comptage évolué	49 378	44 793	46 835	46 410	46 348	47 498
<i>Evolution</i>		- 9,3%	+ 4,6 %	- 0,9%	- 0,1 %	+ 2,5 %

\*Ces données correspondent au dernier estimé 2017 transmis par GÉRÉDIS à la CRE en décembre 2017. Les données 2017 définitives seront disponibles avant la délibération de la CRE portant sur la détermination des niveaux de dotation au titre du FPE pour GÉRÉDIS au titre la période 2018-2021.

Les données relatives à l'année 2016 ne sont pas comparables à celles des années suivantes. En effet, comme indiqué dans la délibération du 27 septembre 2017, GÉRÉDIS était organisé jusqu'au 31 décembre 2016 en « GRD léger » et, à ce titre, sous-traitait à sa maison mère SEOLIS des prestations de services techniques liées aux opérations d'entretien, de maintenance du réseau ou encore d'interventions sur les compteurs. A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, SEOLIS a procédé au transfert complet de ces activités à GÉRÉDIS. Compte tenu de ces évolutions, une nouvelle convention de prestations de services techniques a été formalisée, remplaçant la précédente convention, aux termes de laquelle GÉRÉDIS s'engage dorénavant à fournir à SEOLIS certains services techniques en contrepartie du versement d'une somme précisée dans la convention.

La demande de GÉRÉDIS au titre de la période 2018-2021 est présentée au regard du dernier estimé 2017 transmis à la CRE en décembre 2017. Elle est construite notamment sur la base des variations annuelles prévisionnelles de l'indice des prix à la consommation anticipées par le FMI en octobre 2017.

La variation des charges nettes d'exploitation entre 2017 et 2018 s'élève à + 2 042 k€, soit une hausse de + 4,6 %. Sur la période 2018-2021, les charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 0,5 % par an.

Les postes détaillés ci-dessous contribuent à la hausse présentée par GÉRÉDIS entre 2017 et 2018 et sur la période 2018-2021 :

- *Autres produits* (- 1 671 k€, soit - 8,2 % entre 2017 et 2018, et + 1,6 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Les autres produits incluent les sous-postes suivants :

- les produits au titre des travaux réalisés pour le compte du Syndicat Intercommunal d'Energie des Deux-Sèvres (SIEDS), maître d'ouvrage (opérations de raccordement HTA des installations de production EnR et opérations subventionnées, notamment dans le cadre des programmes FACE) ;
- les contributions perçues sur raccordement versées par les demandeurs de raccordement, dans le cadre notamment du développement des productions EnR ;
- les produits divers : les prestations annexes et diverses, les prestations vendues à SEOLIS dans le cadre des activités gaz, éclairage public et mobilité électrique, les reprises de provisions et les autres produits divers de gestion.

L'évolution du poste *Autres produits* entre 2017 et 2018 s'explique principalement par la diminution des produits divers (- 1 177 k€, soit - 29,6 %), liée notamment à des reprises de provisions non récurrentes en 2017 à hauteur de 780 k€ consécutives à la clôture de plusieurs litiges.

Les produits au titre des travaux pour le compte du SIEDS sont également en diminution entre 2017 et 2018 (- 294 k€, soit - 2,3 %), compte tenu, d'une part, de travaux pour le compte du SIEDS en diminution (- 100 k€, soit - 0,8 %) et, d'autre part, de la prise en compte de la réfaction appliquée sur les raccordements EnR sur la base de l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Les contributions perçues sur raccordement contribuent finalement à la décroissance du poste entre 2017 et 2018 (- 200 k€, soit - 5,9 %), en ligne avec des volumes de raccordements prévisionnels en diminution.

- *Production stockée et immobilisée* (+ 40 k€, soit + 1,5 % entre 2017 et 2018, et + 1,6 % en moyenne par an sur 2018-2021)

La production immobilisée et stockée correspond à la masse salariale affectée aux programmes d'investissement.

- *Achats liés au système électrique* (+ 300 k€, soit + 1,4 % entre 2017 et 2018, et + 0,6 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Ce poste intègre les achats de pertes et les charges d'accès au réseau de transport.

Les achats de pertes expliquent l'essentiel de la variation constatée entre 2017 et 2018 (+ 304 k€, soit + 5,6 % entre 2017 et 2018).

Les achats de pertes sont estimés en fonction du taux de perte prévisionnel et du coût unitaire par MWh.

- *Achats et services externes* (+ 208 k€, soit + 0,8 % entre 2017 et 2018, et - 0,3 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Ce poste intègre les travaux commandés par le SIEDS à GÉRÉDIS dans le périmètre des extensions dont le SIEDS a choisi d'exercer la maîtrise d'ouvrage (opérations de raccordement HTA des installations de production EnR et opérations subventionnées, notamment dans le cadre des programmes FACE), ainsi que d'autres achats et services externes (notamment les consommations et frais généraux de l'entreprise, les services sous-traités par GÉRÉDIS à des prestataires externes et à SEOLIS dans le cadre de la convention de prestations de services administratifs).

- *Autres charges* (+ 168 k€, soit + 3,6 % entre 2017 et 2018, et + 2,1 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Ce poste intègre les redevances de concessions, les dotations brutes pour risques et charges (droits spécifiques, indemnité de fin de carrière, provision pour dépréciation de créances clients) et les autres charges d'exploitation (notamment les pertes sur créances irrécouvrables).

- *Impôts et taxes* (+ 111 k€, soit + 3,4 % entre 2017 et 2018, et + 3,3 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Les impôts et taxes sont composés de la contribution au FACE, de la CVAE, de la contribution sociale de solidarité, de taxes assises sur la masse salariale et d'autres impôts et taxes.

- *Charges de personnel* (- 376 k€, soit - 2,8 % entre 2017 et 2018, et + 2,1 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Les charges de personnel comprennent notamment les salaires bruts, les charges sociales et la participation des salariés.

Les hypothèses de SNB retenues par GÉRÉDIS tiennent compte, pour 2018, de l'accord de branche signé le 19 décembre 2017 (qui prévoit une évolution du SNB de 1,2 %) et sont en ligne pour 2019-2021 avec celles retenues par la CRE pour les autres tarifs d'infrastructures en vigueur.

### 3.2.2 Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par GÉRÉDIS

#### Réalisé 2017

GÉRÉDIS a transmis à la CRE un estimé 2017 mis à jour début décembre 2017.

Le niveau 2017 réestimé des charges nettes d'exploitation est significativement inférieur à celui retenu par la CRE, deux mois plus tôt, dans sa délibération du 27 septembre 2017 :

En k€ courants, hors projet de comptage évolué	2017 estimé Retenu par la CRE dans sa délibération du 27 septembre 2017	2017 réestimé Décembre 2017	Ecart
Charges d'accès au réseau public de transport (RPT)	14 275	15 401	+ 1 126
Autres charges nettes d'exploitation	32 917	29 392	- 3 525
<b>Charges nettes d'exploitation totales</b>	<b>47 192</b>	<b>44 793</b>	<b>- 2 399</b>

- Charges d'accès au réseau public de transport (RPT)

La délibération n° 2017-220 du 27 septembre 2017 prévoit notamment, pour déterminer le niveau de dotation au titre du FPE pour l'année 2018, que l'écart entre les niveaux estimés et réalisés des charges d'accès au réseau public de transport (RPT) pour l'année 2017 soit pris en compte.

En application de cette délibération, + 1 126 k€ seront restitués à GÉRÉDIS en 2018.

- Autres charges nettes d'exploitation

L'écart de - 3 525 k€ s'explique principalement, à hauteur de - 3 340 k€, par les éléments suivants :

- - 2 560 k€ en lien avec les travaux effectués par GÉRÉDIS pour le compte du SIEDS, résultant d'une part d'une surestimation du coût des travaux à hauteur de - 1 200 k€, et d'autre part d'une sous-estimation des produits de refacturation de ces travaux du fait de l'entrée en vigueur différée de l'arrêté relatif au taux de réfaction des raccordements EnR à hauteur de - 1 360 k€.
- - 780 k€ en lien avec une reprise de provision suite à la conclusion de litiges.

La CRE se doit de tenir compte de la réalité de ces chiffres. Elle considère en effet que ces montants, qui ont été portés à sa connaissance peu de temps après sa délibération du 27 septembre 2017, doivent être restitués aux utilisateurs de réseaux.

En conséquence, la CRE envisage de reprendre ces 3 340 k€ d'écarts estimés à date sur la base du dernier estimé 2017 transmis de manière lissée sur 2018-2021. En actualisant avec le taux sans risque par ailleurs retenu dans la détermination des charges de capital, l'impact annuel sur les charges nettes d'exploitation s'établit à - 892 k€ par an en moyenne.

#### Analyse de la demande de GÉRÉDIS pour la période 2018-2021

La CRE a audité le niveau des charges et produits présentés par GÉRÉDIS sur la période 2018-2021.

GÉRÉDIS n'a pas intégré dans sa demande de charges d'exploitation relatives aux pénalités pour coupures longues. Conformément au dispositif décrit au paragraphe 2.3.3, la CRE envisage de définir une couverture tarifaire *ex ante* qui s'élèverait à 160 k€ par an.

La CRE n'a pas identifié d'autres ajustements à prendre en compte au titre de la période 2018-2021.



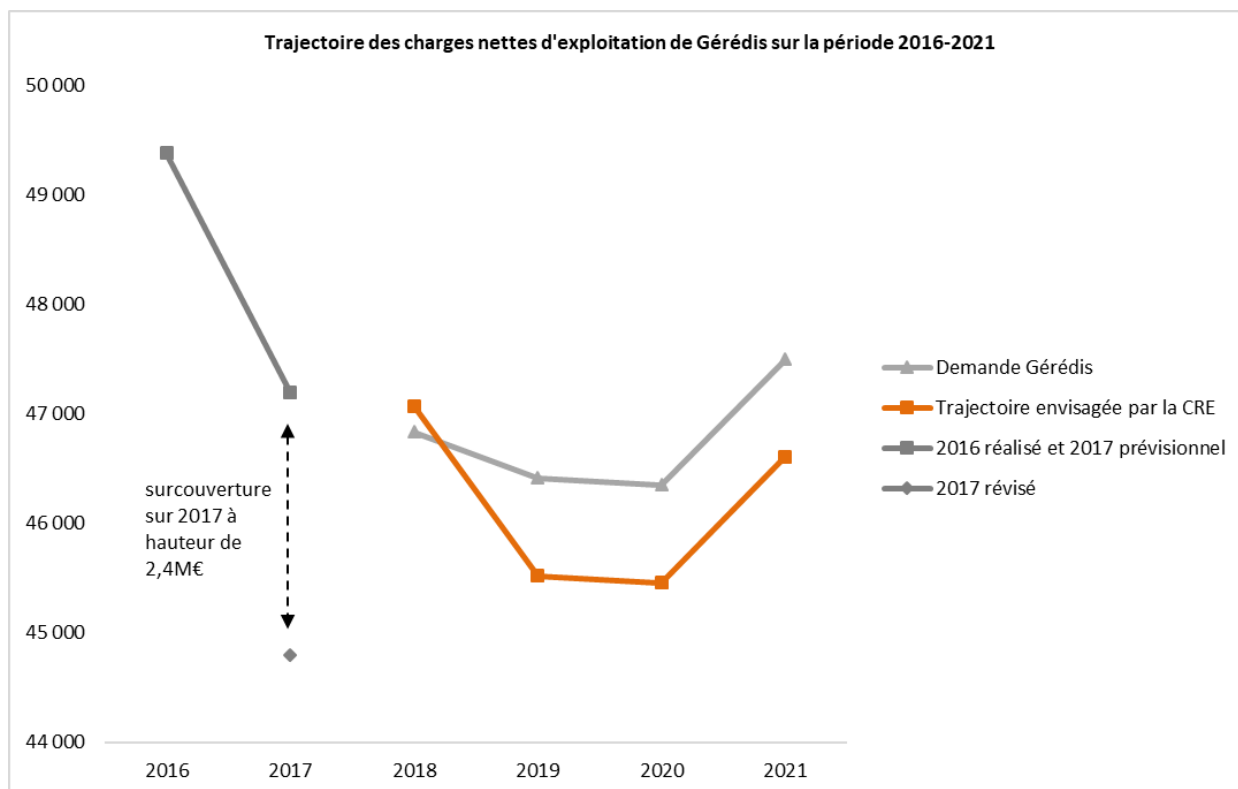
Synthèse

La demande de GÉRÉDIS conduirait à une hausse des charges nettes d'exploitation par rapport à la dernière estimation du niveau des charges en 2017 de + 4,6 % en 2018, suivi d'une hausse de + 0,5 % par an en moyenne de 2018 à 2021.

Sur la base de l'ensemble des éléments précédents, le niveau des charges nettes d'exploitation de GÉRÉDIS après prise en compte des ajustements s'établirait à 46 322 k€ en moyenne sur la période 2018-2021.

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
<b>Charges nettes d'exploitation totales - demande de GÉRÉDIS</b>	<b>46 835</b>	<b>46 410</b>	<b>46 348</b>	<b>47 498</b>	<b>46 773</b>
Réalisé 2017	+ 234	- 892	- 892	- 892	- 610
<i>Charges d'accès au réseau public de transport</i>	+ 1 126				+ 282
<i>Autres charges nettes d'exploitation</i>	- 892	- 892	- 892	- 892	- 892
Analyse de la demande de GÉRÉDIS	160	160	160	160	160
<b>Niveau envisagé par la CRE</b>	<b>47 229</b>	<b>45 678</b>	<b>45 616</b>	<b>46 766</b>	<b>46 322</b>

Les trajectoires relatives à ces niveaux de charges d'exploitation se présentent ainsi :



Question 13 : Que pensez-vous du niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE pour GÉRÉDIS ?

### 3.3 Charges de capital

#### 3.3.1 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 envisage à ce stade, pour déterminer le niveau des charges de capital supportées par GÉRÉDIS pour les années 2018 à 2021, de se fonder sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, définissant le niveau prévisionnel de charges de capital d'Enedis pour les années 2017 à 2020.

Question 14 : Que pensez-vous de la méthodologie envisagée par la CRE pour calculer les charges de capital supportées par GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 ?

#### 3.3.2 Paramètres du calcul des charges de capital

##### 3.3.2.1 Taux de rémunération

La CRE envisage de retenir les niveaux suivants pour les paramètres financiers intervenant dans le calcul de la rémunération de GÉRÉDIS :

Paramètres financiers	2018-2021
Taux sans risque nominal	2,7 %
Bêta de l'actif	0,34
Prime de risque de marché	5,0 %

Les niveaux envisagés pour les paramètres financiers s'appuient sur les niveaux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT.

La CRE envisage de retenir des niveaux de paramètres relatifs à l'imposition sur les sociétés qui tiennent compte des modifications introduites par la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018. Les niveaux des paramètres seraient les suivants :

Paramètres relatifs à la fiscalité	2018-2021
Taux d'impôt sur les sociétés	30,69 %
Déductibilité fiscale des charges financières nettes	100 %

Le taux d'imposition prend en compte la moyenne du taux normal d'imposition applicable sur la période 2018-2021 et l'impact de la contribution sociale sur les bénéfices.

Concernant la déductibilité fiscale des charges financières nettes, le taux prend en compte la faculté, pour GÉRÉDIS, de déduire fiscalement l'intégralité de ces charges en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts.

Ainsi, les niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital de GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 seraient 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	2,7 %

Question 15 : Que pensez-vous des niveaux des paramètres de rémunération envisagés pour le calcul des charges de capital de GÉRÉDIS sur période 2018-2021 ?

### 3.3.2.2 Niveaux des assiettes de rémunération

La BAR est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (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, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

Le niveau de la base d'actifs régulés de GÉRÉDIS est en légère croissance sur la période 2018-2021, en raison principalement d'investissements en lien avec le schéma S3REnR.

Au 01/01/N (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne
BAR	460 807	470 069	479 739	486 796	474 353
CPR	51 124	57 611	64 506	68 788	60 508
Emprunts financiers	1 575	1 350	1 125	900	1 238

### 3.3.2.3 Niveaux prévisionnels de charges de capital

Les niveaux prévisionnels de charges de capital supportées par GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 sont présentés ci-dessous.

Charges de capital (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Application de la marge sur actif	11 520	11 752	11 993	12 170	11 859
Rémunération des capitaux propres régulés	1 994	2 247	2 516	2 683	2 360
Rémunération des emprunts financiers	43	36	30	24	33
Dotations nettes aux amortissements	3 931	4 184	4 445	4 665	4 306
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	16 954	16 130	16 598	17 161	16 711
<b>Charges de capital prévisionnelles</b>	<b>34 442</b>	<b>34 349</b>	<b>35 583</b>	<b>36 703</b>	<b>35 269</b>

La délibération de la CRE du 27 septembre 2017 tenait compte, pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2016 et 2017, de montants correspondants aux niveaux de dotations nettes aux provisions pour renouvellement. Lors des analyses qu'elle a menées à la suite de cette délibération, la CRE a constaté que ces montants incluaient des dotations au titre du projet de comptage évolué de GÉRÉDIS.

La CRE, souhaitant traiter tarifairement de manière séparée le projet de comptage évolué de GÉRÉDIS des autres projets, envisage de retraiter le niveau de dotation prévisionnel au titre du FPE sur la période 2018-2021 des provisions pour renouvellement dotées en 2016 et en 2017 par GÉRÉDIS au titre du projet de comptage évolué. Ce retraitement viendrait minorer le montant de charges de capital d'environ 2,0 M€ par an en moyenne.

Les coûts et les gains liés au projet de comptage évolué de GÉRÉDIS seront pris en compte dans une délibération *ad hoc* de la CRE, après la réalisation d'une étude technico-économique sur le projet.

Ainsi, le niveau de charges de capital prévisionnelles à prendre en compte pour déterminer le niveau de dotation sur la période 2018-2021 correspond au montant de « Charges de capital prévisionnelles – retraitées » figurant dans la tableau ci-dessous :

Charges de capital (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne
<b>Charges de capital prévisionnelles</b>	<b>34 442</b>	<b>34 349</b>	<b>35 583</b>	<b>36 703</b>	<b>35 269</b>
Retraitement du montant des dotations aux provisions pour renouvellement des années 2016 et 2017 au titre du projet de comptage évolué	- 1 959	- 1 959	- 1 959	- 1 959	- 1 959
<b>Charges de capital prévisionnelles - retraitées</b>	<b>32 482</b>	<b>32 390</b>	<b>33 623</b>	<b>34 744</b>	<b>33 310</b>

Question 16 : Que pensez-vous du niveau des charges de capital prévisionnelles de GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 ?

### 3.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE

GÉRÉDIS a établi une trajectoire de recettes tarifaires prévisionnelles issues de la perception du TURPE pour la période 2018-2021 calculée, d'une part, à partir de la grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> août 2017 et des prévisions d'évolution de cette grille sur la période 2018-2021 et, d'autre part, à partir d'hypothèses d'évolution du nombre de sites en soutirage et en injection, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

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

- + 0,5 % / 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	150 988	151 788	152 588	153 388
BT > 36 kVA	1 805	1 805	1 805	1 805
HTA	512	512	512	512
<b>TOTAL</b>	<b>153 305</b>	<b>154 105</b>	<b>154 905</b>	<b>155 705</b>

- + 4,6 % / 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	3 514	3 674	3 834	3 994
BT > 36 kVA	306	326	346	366
HTA	52	55	63	68
<b>TOTAL</b>	<b>3 872</b>	<b>4 055</b>	<b>4 243</b>	<b>4 428</b>

- + 0,5 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour les puissances souscrites en soutirage :

Puissances souscrites (kW)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	1 386 731	1 394 731	1 402 731	1 410 731
BT > 36 kVA	143 146	143 146	143 146	143 146
HTA	174 071	174 071	174 071	174 071
<b>TOTAL</b>	<b>1 703 948</b>	<b>1 711 948</b>	<b>1 719 948</b>	<b>1 727 948</b>

- + 1,2 % / 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	973 623	983 477	999 751	1 008 399
BT > 36 kVA	194 560	196 606	199 698	201 723
HTA	643 595	650 352	660 529	667 346
<b>TOTAL</b>	<b>1 811 778</b>	<b>1 830 435</b>	<b>1 859 979</b>	<b>1 877 469</b>

La CRE envisage à ce stade de prendre en compte l'intégralité des prévisions proposées par GÉRÉDIS.

Dans ce contexte, la CRE retiendrait les niveaux de chiffre d'affaires prévisionnel suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
<b>TOTAL</b>	<b>66 782</b>	<b>68 338</b>	<b>70 531</b>	<b>72 321</b>	<b>69 493</b>

Question 17 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution du chiffre d'affaires prévisionnel présentées par GÉRÉDIS ?

### 3.5 Ajustement du niveau de dotation pour 2018 au titre des écarts portant sur les années 2016 et 2017

Conformément à ce qui est présenté au paragraphe 2.1.3, la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour l'année 2018 pour GÉRÉDIS 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 estimés et réalisés des charges d'accès au RPT pour l'année 2017.

GÉRÉDIS a déjà transmis à la CRE le niveau réalisé des charges d'accès au RPT pour l'année 2017. Ce montant est pris en compte pour construire les trajectoires présentées au paragraphe 3.2.2.

Les niveaux réalisés des charges de capital et des recettes issues de la perception du TURPE au titre de l'année 2017 seront communiqués à la CRE par GÉRÉDIS à l'occasion de la clôture de ses comptes et seront, dans ce cadre, pris en compte dans la future délibération du mois de mai.

### 3.6 Niveau de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021

Les niveaux prévisionnels de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 pour GÉRÉDIS, hors projet de comptage évolué, tels qu'ils résulteraient des orientations envisagées par la CRE à ce stade sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	66 782	68 338	70 531	72 321	69 493
Charges de capital (B)	32 482	32 390	33 623	34 744	33 310
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par GÉRÉDIS (C) = (A) - (B)	34 300	35 948	36 908	37 577	36 183
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par GÉRÉDIS (D)	47 229	45 678	45 616	46 766	46 322
Niveau de dotation prévisionnel (E) = (D) - (C)	12 930	9 730	8 708	9 189	10 139
Niveau de charges totales (F) = (B) + (D)	79 711	78 068	79 239	81 510	79 632

**4. QUESTIONS**

Question 1 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation de GÉRÉDIS similaire à celui actuellement en vigueur pour Enedis dans le cadre du tarif TURPE 5 HTA-BT, selon lequel cet opérateur conserve les gains et pertes par rapport aux trajectoires prévisionnelles ?

Question 2 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux pour GÉRÉDIS ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

Question 3 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GÉRÉDIS à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs « hors réseaux » au même titre que les charges d'exploitation ?

Question 4 : Êtes-vous favorable aux mécanismes envisagés par la CRE concernant la continuité d'alimentation de GÉRÉDIS ?

Question 5 : Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés pour GÉRÉDIS ?

Question 6 : Selon vous, les indicateurs envisagés permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service de GÉRÉDIS ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 7 : Êtes-vous favorable au mécanisme envisagé d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période ? Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ?

Question 8 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter GÉRÉDIS à réduire le volume de ses pertes ?

Question 9 : Êtes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE pour GÉRÉDIS ?

Question 10 : Êtes-vous favorable à la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 ?

Question 11 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de CRCP selon les modalités envisagées par la CRE ?

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans les conditions envisagées par la CRE ?

Question 13 : Que pensez-vous du niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE pour GÉRÉDIS ?

Question 14 : Que pensez-vous de la méthodologie envisagée par la CRE pour calculer les charges de capital supportées par GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 ?

Question 15 : Que pensez-vous des niveaux des paramètres de rémunération envisagés pour le calcul des charges de capital de GÉRÉDIS sur période 2018-2021 ?

Question 16 : Que pensez-vous du niveau des charges de capital prévisionnelles de GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 ?

Question 17 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution du chiffre d'affaires prévisionnel présentées par GÉRÉDIS ?

## **5. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE**

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 20 avril 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp1@cre.fr](mailto:dr.cp1@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.42.56 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant au chapitre précédent en argumentant leurs réponses.



## ANNEXE 1 : MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ENVISAGE POUR GEREDIS EN COMPLEMENT DE CELUI PREVU POUR LE TURPE 5 HTA-BT

S'agissant du cadre de régulation incitative pluriannuel sur la période 2018-2021 relatif à la qualité de service, en complément du mécanisme de régulation défini par le TURPE 5 HTA-BT pour Gérédis, la CRE envisage d'introduire, d'une part, cinq incitations financières et, d'autre part, le suivi de trois nouveaux indicateurs.

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade en complément du mécanisme en vigueur pour Gérédis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT.

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE propose de demander à Gérédis 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
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
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	Oui
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	Oui

### 1. Indicateurs incités financièrement

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

<b>Calcul</b>	<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 Gérédis / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</i>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par Gérédis</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<p><u>Objectifs envisagés :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 84 % du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 ;</li> <li>- 87 % du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 ;</li> <li>- 90 % du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 ;</li> </ul>

	- 93 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021.
<b>Incidations</b>	<u>Incidations envisagées :</u> - Pénalités : 44 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 44 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : $\pm 7$ k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021

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

<b>Calcul</b>	<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 Gérédis</u>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par Gérédis</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<u>Objectif envisagé :</u> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
<b>Incidations</b>	<u>Incidations envisagées :</u> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 1,6 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021

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

<b>Calcul</b>	<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>
<b>Périmètre</b>	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<u>Objectifs envisagés :</u> - 99,0 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021.
<b>Incidations</b>	<u>Incidations envisagées :</u> - Pénalités : 675 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 675 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : $\pm 6,5$ k€ - Versement au travers du CRCP

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

Calcul	<u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage ou en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 % <u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - Pénalités : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année  <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (363 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (363 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année  - Valeur plancher des incitations : ± 12,5 k€ - Versement au travers du CRCP

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

Calcul	<u>Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 % <u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - Pénalités : (182 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (182 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année  <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (545€ x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus : <math>(545\text{€} \times 0,1 \% \times V)</math> par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : <math>\pm 18,8 \text{ k€}</math></li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>
--	--

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous replanifiés à l'initiative de Gérédis	Nombre de rendez-vous replanifiés par Gérédis (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 Gérédis / 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 : DEFINITION D'UN EVENEMENT EXCEPTIONNEL**

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

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