



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE DU 30 NOVEMBRE 2017 N° 2017-017 RELATIVE AUX NIVEAUX DE DOTATION AU TITRE DU FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ (FPE) POUR EDF SEI AU TITRE DES ANNÉES 2018 À 2021, AINSI QU'AU CADRE DE RÉGULATION ASSOCIÉ**

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.

Dans la mesure où les coûts unitaires liés à la gestion de son réseau étaient supérieurs aux coûts d'Enedis, EDF SEI a vu, sur la période TURPE 4, ses charges couvertes au-delà du niveau du TURPE HTA-BT par un reversement de la part d'Enedis faisant l'objet d'un calcul spécifique. Celui-ci avait été pris en compte, dans le TURPE 4 HTA-BT, à hauteur de 152 M€/an sur la période 2014-2017. Ce montant a été confirmé pour l'année 2017 dans la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Le cadre de régulation qui s'applique à EDF SEI sur la période 2014-2017 conduit l'opérateur à conserver l'intégralité des pertes et des gains réalisés par rapport à la trajectoire prévisionnelle de charges.

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, 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.* »

Ce même article du code de l'énergie a par ailleurs 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 interviennent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental 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.* »

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.* »

<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

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. L'article 3 de ce décret précise 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 Commission de régulation de l'énergie (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.

EDF SEI a formalisé, en transmettant à la CRE le 31 mars 2017 une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2018-2021 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation, son souhait d'opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre de cette période.

L'article 1<sup>er</sup> du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 susmentionné 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.

La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour EDF SEI sur la période 2018-2021, ainsi que les orientations de la CRE concernant le niveau de dotations dont bénéficiera EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) sur cette même période.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par EDF SEI conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de + 183,3 M€, hors projet de comptage évolué.

A ce stade, la CRE envisage de définir un niveau de dotation annuel moins élevé. Elle prévoit de :

- ne retenir qu'une partie des hausses de charges d'exploitation présentées par EDF SEI pour la période 2018-2021. La trajectoire de charges d'exploitation retenue sera comprise entre des fourchettes haute et basse définies à partir des ajustements issus du rapport d'audit sur les charges d'exploitation et des premières analyses de la CRE ;
- prendre en compte les coûts du projet de comptage évolué présentés par EDF SEI qui vise à déployer 1,2 million de compteurs sur la période 2018-2024 ;
- retenir, pour déterminer la part des recettes du TURPE perçues par EDF SEI 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, le niveau annuel moyen de dotation sur la période 2018-2021 serait compris entre 160,7 M€ (fourchette basse) et 173,2 M€ (fourchette haute), hors projet de comptage évolué.

La CRE envisage par ailleurs de définir 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 d'EDF SEI 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.

Les spécificités des territoires sur lesquels intervient EDF SEI ont par ailleurs été prises en compte pour l'élaboration de ce cadre de régulation. Cela se traduirait notamment par la mise en place d'un dispositif de couverture de charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles qui pourraient frapper les territoires en question.

La CRE considère que la fourchette de dotation annuelle envisagée à ce stade ainsi que le cadre de régulation décrit dans ce document de consultation publique donnent à EDF SEI tous les moyens nécessaires pour répondre aux différents enjeux auxquels l'opérateur est confronté sur ces territoires, en particulier la transition énergétique.

Pour enrichir son analyse, la CRE a mandaté un consultant externe pour la réalisation d'un audit des charges d'exploitation d'EDF SEI pour la période 2014-2021. Les conclusions de cette étude sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique.

La CRE publie, simultanément à la présente consultation publique, une consultation publique portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI.

Après prise en compte de ce projet, et compte tenu des niveaux de charges prévisionnelles détaillées dans la consultation publique *ad hoc*, le niveau annuel moyen de dotation sur la période 2018-2021 serait compris entre 176,5 M€ (fourchette basse) et 189,0 M€ (fourchette haute).

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

30 novembre 2017

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 12 janvier 2018.

Paris, le 30 novembre 2017.

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>6</b>  |
| 1.1       | PRÉSENTATION D'EDF SEI.....   | 6         |
| 1.2       | OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....   | 6         |
| <b>2.</b> | <b>BILAN DE LA PÉRIODE 2014-2016 .....</b>  | <b>6</b>  |
| 2.1       | BILAN GLOBAL DE L'ACTIVITÉ DE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU D'EDF SEI SUR LA PÉRIODE 2014-2016 ..            | 6         |
| 2.2       | CHARGES NETTES D'EXPLOITATION.....  | 7         |
| 2.3       | INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL.....  | 8         |
| 2.4       | RECETTES ISSUES DE LA PERCEPTION DU TURPE ET DU REVERSEMENT D'ENEDIS .....                            | 9         |
| 2.5       | SYNTHÈSE DES TRAJECTOIRES PRÉVISIONNELLES ET RÉALISÉES.....   | 10        |
| <b>3.</b> | <b>CADRE DE RÉGULATION INCITATIVE POUR LA PÉRIODE 2018-2021.....</b>                                  | <b>10</b> |
| 3.1       | MÉTHODOLOGIE DE DÉTERMINATION DES NIVEAUX DE DOTATION AU TITRE DU FPE .....                           | 11        |
| 3.1.1     | Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021 .....                 | 11        |
| 3.1.2     | Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021.....   | 12        |
| 3.2       | RÉGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION ET DES DÉPENSES D'INVESTISSEMENT .....               | 12        |
| 3.2.1     | Les charges d'exploitation.....   | 12        |
| 3.2.2     | Les dépenses d'investissement.....  | 12        |
| 3.3       | RÉGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION POUR EDF SEI .....                              | 14        |
| 3.3.1     | Cadre général du TURPE 5 HTA-BT et demande d'EDF SEI.....   | 14        |
| 3.3.2     | Etude externe .....   | 14        |
| 3.3.3     | Principales orientations envisagées par la CRE.....   | 14        |
| 3.3.4     | Mécanisme de pénalité pour les coupures longues.....  | 15        |
| 3.4       | RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE.....   | 15        |
| 3.4.1     | Cadre général du TURPE 5 et demande d'EDF SEI.....  | 15        |
| 3.4.2     | Principales orientations envisagées par la CRE.....   | 16        |
| 3.4.3     | Ajustement du mécanisme et des indicateurs au cours de la période 2018-2021.....                      | 17        |
| 3.5       | RÉGULATION INCITATIVE DES PERTES.....   | 18        |
| 3.6       | RÉGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS .....                         | 19        |
| 3.6.1     | Régulation incitative de la R&D .....   | 19        |
| 3.6.2     | Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents .....                                     | 20        |
| 3.7       | PRISE EN COMPTE DES CHARGES D'EXPLOITATION RELATIVES AUX CATASTROPHES NATURELLES .....                | 21        |
| 3.8       | COMPTE DE RÉGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS .....  | 21        |
| 3.9       | CLAUDE DE RENDEZ-VOUS .....   | 22        |
| 3.10      | CADRE DE RÉGULATION SPÉCIFIQUE DU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ D'EDF SEI .....                           | 22        |
| <b>4.</b> | <b>DEMANDE D'EDF SEI ET ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE LA CRE.....</b>                                       | <b>23</b> |
| 4.1       | NIVEAU DE DOTATION RÉSULTANT DE LA DEMANDE D'EDF SEI.....   | 23        |
| 4.2       | CHARGES D'EXPLOITATION.....   | 23        |
| 4.2.1     | Demande d'EDF SEI.....  | 23        |
| 4.2.2     | Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par EDF SEI | 25        |
| 4.3       | CHARGES DE CAPITAL.....   | 29        |
| 4.3.1     | Méthode de calcul des charges de capital.....   | 29        |
| 4.3.2     | Paramètres du calcul des charges de capital .....   | 29        |
| 4.4       | CHIFFRE D'AFFAIRES PRÉVISIONNEL TURPE .....   | 32        |

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| 4.5       | NIVEAU DE DOTATIONS SUR LA PÉRIODE 2018-2021 .....                      | 34        |
| <b>5.</b> | <b>PRISE EN COMPTE DU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ D'EDF SEI.....</b>      | <b>34</b> |
| 5.1       | CHARGES NETTES D'EXPLOITATION.....                                      | 34        |
| 5.2       | CHARGES DE CAPITAL.....   | 34        |
| 5.3       | NIVEAU DE DOTATION SUPPLÉMENTAIRE LIÉ AU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ..... | 35        |
| <b>6.</b> | <b>QUESTIONS .....</b>  | <b>35</b> |
| <b>7.</b> | <b>MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>            | <b>36</b> |

## **1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE**

### **1.1 Présentation d'EDF SEI**

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI) est la direction d'EDF SA qui, comme un opérateur intégré, produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI – en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, à la Réunion et à Saint-Pierre et Miquelon principalement).

EDF SEI est en situation de monopole sur ces territoires pour ce qui concerne la distribution et la fourniture d'électricité. En revanche, l'activité de production est partagée entre (i) EDF SEI qui continue à exploiter le parc historique de production qui lui appartient (environ 40 % de la puissance totale installée à fin 2015) et (ii) quelques producteurs tiers (comme EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI, filiale à 100 % d'EDF SA – et Albioma par exemple) dans le cadre de contrats d'achat.

EDF SEI, qui gère 35 000 km de réseaux électriques, achemine de l'électricité auprès de 1,2 million de consommateurs. En 2016, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDF SEI s'élevait à 8,8 TWh.

### **1.2 Objet de la consultation publique**

Dans la mesure où les recettes issues de la perception du TURPE HTA-BT ne couvraient pas les coûts d'acheminement supportés par EDF SEI, ce dernier a bénéficié sur la période 2014-2016 d'un reversement opéré par Enedis d'un montant annuel de 152 M€.

Le tarif TURPE 5 HTA-BT prévoit le maintien, pour l'année 2017, du montant de 152 M€ déjà fixé à l'occasion du TURPE 4 HTA-BT<sup>2</sup>.

Ce tarif prévoit également que la CRE procèdera en 2017 « à une analyse des coûts d'EDF SEI, constitués de charges d'exploitation et de charges de capital, pour déterminer le niveau de reversement pour les années 2018 et suivantes », et que la CRE « examinera, à l'occasion de la détermination du reversement à EDF SEI [...], l'opportunité de prévoir des mesures de régulation incitative ».

Dans ce contexte, EDF SEI a fait parvenir à la CRE en mars 2017 un dossier tarifaire portant sur la période 2018-2021. La CRE a demandé à EDF SEI une mise à jour de son dossier, qui lui a été communiquée en juin 2017, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles à cette date, susceptibles d'avoir des effets significatifs sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse.

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

## **2. BILAN DE LA PÉRIODE 2014-2016**

Le bilan de l'application du TURPE 4 HTA-BT et du reversement opéré par Enedis à EDF SEI présenté ci-après pour la période 2014-2016 s'appuie sur un audit externe des charges d'exploitation d'EDF SEI ainsi que sur les analyses propres de la CRE.

Les conclusions de cette étude externe afférentes à l'objet de la présente consultation publique sont publiées concomitamment sur le site internet de la CRE sous la forme de deux rapports<sup>3</sup> :

- un rapport « A », portant sur la description de l'ensemble des charges et produits d'EDF SEI et des modalités de dissociation entre activités ;
- un rapport « B », portant sur l'analyse des charges nettes d'exploitation relatives à l'activité de distribution sur la période 2014-2021.

### **2.1 Bilan global de l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI sur la période 2014-2016**

En tant que direction intégrée à l'entité juridique EDF SA, EDF SEI ne dispose pas d'états financiers certifiés dédiés à son périmètre d'activités. En outre, EDF SEI exerce des activités autres que celle de gestionnaire de réseau. En effet, EDF SEI exerce également les activités de producteur et de fournisseur d'électricité.

En lien notamment avec les différents mécanismes de régulation auxquelles elle est soumise, EDF SEI produit une comptabilité analytique à l'échelle de ses différentes activités, et notamment au périmètre de son activité de gestionnaire de réseau. La CRE a mandaté un auditeur externe en mai 2017 pour réaliser un audit du niveau des charges et produits d'exploitation présentés par EDF SEI. Cet audit a été complété par les analyses propres de la CRE. Les modalités et clés d'affectation des charges nettes d'exploitation et de capital, ainsi que des recettes

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

<sup>3</sup> Un rapport « C » portant sur l'analyse des charges et produits d'exploitation relatifs aux activités relevant du périmètre des charges de service public de l'énergie (SPE) sur la période 2014-2016 et dont la publication n'est pas envisagée à ce stade par la CRE a également été produit par le consultant.

tarifaires liées à la vente d'électricité, entre les différentes activités d'EDF SEI ont fait l'objet d'une description par l'auditeur externe dans son rapport « A », publié concomitamment à cette consultation publique.

Il ressort notamment de cette analyse que certaines charges nettes d'exploitation dites « charges centrales », portées par EDF SA, pourtant relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI, ne sont pas redescendues dans la comptabilité analytique de l'opérateur à ce jour<sup>4</sup>. En conséquence, et afin d'avoir une vision exhaustive des charges au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI, le niveau réalisé sur la période 2014-2016 présenté ci-après intègre ces charges nettes d'exploitation, à un niveau de 5 M€ par an en moyenne confirmé par l'opérateur.

Sur la période 2014-2016, les recettes perçues par EDF SEI au titre du TURPE augmentées du reversement d'Enedis de 152 M€ par an sont globalement alignées avec les charges constatées par l'opérateur : les charges réalisées (498,0 M€ par an en moyenne – y compris la marge sur actifs) ont été supérieures aux recettes (491,2 M€ par an en moyenne) à hauteur de 6,8 M€ par an en moyenne, soit + 1,4 % par an en moyenne.

Cet alignement global entre les recettes perçues et les charges constatées par l'opérateur sur la période 2014-2016 s'explique notamment par des niveaux de charges d'exploitation plus élevés compensés par des niveaux de charges de capital moindres que ceux retenus au moment de la détermination du niveau de reversement à EDF SEI dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT.

## 2.2 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation réalisées par EDF SEI sur la période 2014-2016 ont été supérieures aux charges prévisionnelles.

Le tableau ci-dessous présente les écarts entre la trajectoire de charges nettes d'exploitation réalisées par EDF SEI pour les années 2014, 2015 et 2016 d'une part, et la trajectoire de charges nettes d'exploitation prévisionnelles retenues au moment de la détermination du niveau de reversement à EDF SEI dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, retraitée de l'inflation constatée d'autre part :

| Charges nettes d'exploitation (en M€ courants)  | 2014  | 2015   | 2016   | Moyenne |
|---|-------|--------|--------|---------|
| Charges nettes d'exploitation <b>prévisionnelles</b> retenues au moment de la détermination du niveau de reversement à EDF SEI dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, retraitées de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif | 256,3 | 258,6  | 268,8  | 261,2   |
| Charges nettes d'exploitation <b>réalisées</b> <sup>5</sup>   | 258,9 | 275,7  | 295,1  | 276,6   |
| <i>Ecart</i>  | + 2,6 | + 17,1 | + 26,3 | + 15,3  |

L'écart cumulé constaté entre la trajectoire prévisionnelle retraitée de l'inflation et la trajectoire réalisée de charges nettes d'exploitation sur la période 2014-2016 est de + 46 M€ en défaveur d'EDF SEI.

Cet écart cumulé s'explique principalement par les postes « autres achats et services » (+ 50 M€), « autres charges et produits d'exploitation » (+ 32 M€), « production immobilisée et stockée » (- 23 M€) et « autres produits d'exploitation » (- 19M€).

Les charges nettes d'exploitation réalisées sur la période 2014-2016 intègrent des éléments qui n'avaient pas été identifiés au moment de la détermination du niveau de reversement à EDF SEI dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, notamment :

- un montant cumulé de 14 M€ relatif aux « charges centrales » relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI et portées par EDF SA mais non redescendues dans la comptabilité d'EDF SEI ;
- 1 M€ de dépenses d'exploitation liées à la préparation du déploiement du projet de comptage évolué en 2016.

EDF SEI a par ailleurs mis en avant les événements suivants pour expliquer les écarts constatés entre les charges nettes d'exploitation réalisées et prévisionnelles :

<sup>4</sup> Les charges nettes d'exploitation concernées sont principalement les dotations nettes aux provisions pour avantage au personnel, la contribution sociale de solidarité (C3S) et le crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE).

<sup>5</sup> Y compris charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI qui ne sont à ce jour pas redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI

- des aléas climatiques sévères qui conduisent, sur des réseaux fragilisés dont une large part demeure aérienne, à des opérations de maintenance significatives, et qui nécessitent parfois l'envoi de matériels et/ou de ressources de métropole en appui des équipes locales ;
- la fermeture des sites de production EDF SEI qui n'avait pas été anticipée dans le modèle prévisionnel TURPE 4 HTA-BT : les fonctions supports étant mutualisées entre activités et leurs coûts répartis selon des clés, la quote-part de coûts des fonctions supports affectée au réseau a augmenté ;
- l'impact de plusieurs autres effets : externalisation de certaines activités au profit d'activités « cœur de métier », dépenses de dépannage et de maintenance pour maintenir la qualité de fourniture, nouvelles activités (mise en œuvre d'un plan « sûreté et sécurité du réseau », fiabilisation des données patrimoniales, reprise de l'élagage, mise en œuvre de la réforme DT-DICT<sup>6</sup>, etc.).

Compte tenu du cadre de régulation en vigueur sur la période 2014-2016, les écarts entre les charges nettes d'exploitation prévisionnelles d'EDF SEI et les charges nettes d'exploitation réalisées n'ont pas été compensés.

### 2.3 Investissements et charges de capital

Les dépenses d'investissement réalisées ont été inférieures aux prévisions de 26 % en moyenne sur la période 2014-2016, comme présenté dans le tableau ci-dessous. Ce niveau de dépenses d'investissement plus faible s'explique principalement par le décalage de projets de renforcement et d'extension du réseau HTB pour privilégier des travaux de maintenance sur le réseau.

| Dépenses d'investissement (en M€ courants)              | Réalisé<br>(Moyenne<br>2014-2016) | Prévisionnel<br>(Moyenne<br>2014-2016) | Ecart         |
|---|-----------------------------------|--|---------------|
| Réglementation  | 6,7                               | 6,6                                    | 0,2           |
| Renforcement et extension                               | 55,0                              | 114,8                                  | - 59,7        |
| Raccordement  | 51,7                              | 47,7                                   | 4,0           |
| Renouvellement  | 34,5                              | 34,6                                   | -0,1          |
| Qualité, Sécurité, Environnement                        | 4,7                               | 5,8                                    | - 1,0         |
| Outillage et véhicules                                  | 3,9                               | 3,3                                    | 0,5           |
| SI  | 7,2                               | 7,3                                    | -0,1          |
| Immobilier  | 0,6                               | 0                                      | - 0,6         |
| Divers  | 4,0                               | 7,7                                    | - 3,7         |
| <b>Total, brut</b>                                      | <b>168,8</b>                      | <b>227,7</b>                           | <b>- 59,5</b> |
| Participations  | - 4,5                             | - 11,0                                 | 6,5           |
| Subventions   | - 2,7                             | - 5,2                                  | 2,5           |
| <b>Total, net des participations et des subventions</b> | <b>161</b>                        | <b>211,5</b>                           | <b>- 50,5</b> |

Les charges de capital réalisées sur la période 2014-2016 sont inférieures aux charges de capital prévisionnelles, comme présenté dans le tableau ci-dessous.

<sup>6</sup> DT – DICT : Déclaration de projet de travaux – Déclaration d'intention de commencement de travaux



| Charges de capital (en M€ courants)                 | Réalisé<br>(Moyenne<br>2014-2016) | Prévisionnel<br>(Moyenne<br>2014-2016) | Ecart         |
|---|-----------------------------------|--|---------------|
| Application de la marge sur actif                   | 53,9                              | 53,6                                   | 0,4           |
| Rémunération des capitaux engagés                   | 53,0                              | 52,6                                   | 0,4           |
| Dotations nettes aux amortissements                 | 105,2                             | 108,1                                  | - 2,9         |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement | 9,2                               | 18,2                                   | - 9,0         |
| <b>Total</b>  | <b>221,4</b>                      | <b>232,4</b>                           | <b>- 11,0</b> |

L'écart annuel moyen entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée de charges de capital sur la période 2014-2016 s'explique principalement par :

- des montants d'investissements inférieurs aux prévisions (cf. *supra*) ;
- un niveau de dotations nettes aux amortissements plus faible en lien avec les dépenses d'investissements moindres ;
- un niveau de provisions pour renouvellement surestimé dans le plan d'affaires TURPE 4.

Compte tenu du cadre de régulation en vigueur sur la période 2014-2016, les écarts entre les charges de capital prévisionnelles d'EDF SEI et les charges de capital réalisées n'ont pas été compensés.

#### 2.4 Recettes issues de la perception du TURPE et du reversement d'Enedis

Sur la période 2014-2016, les recettes d'EDF SEI liées à la perception du TURPE ont été globalement inférieures aux prévisions prises en compte dans l'équilibre tarifaire prévisionnel.

Les écarts s'expliquent par :

- une évolution des volumes plus faible qu'anticipée ;
- un tarif inférieur au tarif prévisionnel du fait, notamment, d'une évolution de - 1,3 % au 1<sup>er</sup> août 2014 du TURPE 4 HTA-BT.

Les recettes prévisionnelles et réelles d'EDF SEI issues de la perception du TURPE et du reversement d'Enedis sur la période 2014-2016 sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

| Recettes (en M€ courants)  | 2014    | 2015    | 2016    | Moyenne |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Recettes prises en compte dans l'équilibre tarifaire prévisionnel retraitées de l'inflation constatée                              | 482,4   | 493,1   | 505,2   | 493,6   |
| <i>dont recettes tarifaires TURPE prises en compte dans l'équilibre tarifaire prévisionnel retraitées de l'inflation constatée</i> | 330,4   | 341,1   | 353,2   | 341,6   |
| <i>dont reversement opéré par Enedis</i>   | 152     | 152     | 152     | 152     |
| Recettes réelles   | 484,0   | 488,9   | 500,8   | 491,2   |
| <i>dont recettes tarifaires réelles</i>  | 332,0   | 336,9   | 348,8   | 339,2   |
| <i>dont reversement opéré par Enedis</i>   | 152     | 152     | 152     | 152     |
| Ecart  | + 1,6   | - 4,2   | - 4,4   | - 2,4   |
| Ecart (%)  | + 0,3 % | - 0,9 % | - 0,9 % | - 0,5 % |

Compte tenu du cadre de régulation en vigueur sur la période 2014-2016, les écarts entre les recettes prévisionnelles d'EDF SEI et les recettes réalisées n'ont pas été compensés.

## 2.5 Synthèse des trajectoires prévisionnelles et réalisées

En synthèse, les écarts entre les trajectoires de charges et de recettes prévisionnelles d'une part et réalisées d'autre part sont présentés dans le tableau ci-après.

| En M€ courants   | 2014    | 2015    | 2016    | Moyenne |
|--|---------|---------|---------|---------|
| <b>Trajectoires prévisionnelles, retraitées de l'inflation</b> |         |         |         |         |
| Recettes prévisionnelles                                       | 482,4   | 493,1   | 505,2   | 493,6   |
| Charges prévisionnelles  | 477,1   | 490,1   | 513,7   | 493,6   |
| <i>dont charges nettes d'exploitation</i>                      | 256,3   | 258,6   | 268,8   | 261,2   |
| <i>dont charges de capital*</i>                                | 220,8   | 231,5   | 244,9   | 232,4   |
| Recettes prévisionnelles – Charges prévisionnelles             | + 5,3   | +3,0    | - 8,5   | 0       |
| <i>Recettes prévisionnelles – Charges prévisionnelles (%)</i>  | + 1,1%  | + 0,6 % | - 1,7 % | + 0 %   |
| <b>Trajectoires réalisées</b>                                  |         |         |         |         |
| Recettes réalisées   | 484,0   | 488,9   | 500,8   | 491,2   |
| Charges réalisées  | 475,9   | 500,1   | 518,0   | 498,0   |
| <i>dont charges nettes d'exploitation</i>                      | 258,9   | 275,7   | 295,1   | 276,6   |
| <i>dont charges de capital*</i>                                | 217,0   | 224,4   | 222,9   | 221,4   |
| Recettes réalisées – Charges réalisées                         | + 8,1   | - 11,2  | - 17,2  | - 6,8   |
| <i>Recettes réalisées – Charges réalisées (%)</i>              | + 1,7 % | - 2,2 % | - 3,3 % | - 1,4 % |

\* y compris marge sur actifs

Question 1 : Quelle est votre appréciation du bilan portant sur la période 2014-2016 ?

## 3. CADRE DE RÉGULATION INCITATIVE POUR LA PÉRIODE 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 d'EDF SEI 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.

Sur la période 2014-2017, le reversement d'Enedis à EDF SEI était fixé à 152 M€ par an *ex ante*, sans qu'il soit prévu de revoir ce montant au regard des charges réellement engagées et des performances réalisées.

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 l'opérateur et, d'autre part, sur les dépenses d'investissement, 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, en incitant notamment EDF SEI à diminuer la durée et la fréquence des coupures ;
- 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 EDF SEI ;
- des incitations à l'amélioration de l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- un dispositif spécifique dédié à la couverture des charges relatives aux catastrophes naturelles ;
- 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 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 de l'opérateur sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation a pour objectif d'inciter le gestionnaire de réseau EDF SEI 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 EDF SEI 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.

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

La CRE va déterminer, dans le cadre d'une délibération en début d'année 2018, des niveaux de dotation 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 EDF SEI (cf. paragraphe 3.8), 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, 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 début d'année 2018, le solde du CRCP de l'année qui précède.

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

Les niveaux de dotations définis dans la délibération de la CRE du début d'année 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 EDF SEI 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.<sub>N</sub>* : recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N ;
- *CCprév.<sub>N</sub>* : charges de capital prévisionnelles en année N ;
- *CNEprév.<sub>N</sub>* : 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 EDF SEI, après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

### 3.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021

La CRE calculera en début d'année N le solde du CRCP d'EDF SEI 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 début d'année 2018 et du solde du CRCP de l'année N-1.

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

Le cadre de régulation actuellement en vigueur incite EDF SEI à maîtriser l'ensemble de ses charges (charges d'exploitation et charges de capital). En effet, le niveau du reversement à EDF SEI par Enedis sur la période 2014-2017 s'appuie uniquement sur les trajectoires de charges prévisionnelles définies en 2014. Les surcoûts et les économies réalisés par EDF SEI par rapport à ces trajectoires sont donc conservés intégralement par l'opérateur.

### 3.2.1 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 de la période 2014-2016. Les gains ou pertes supplémentaires que l'opérateur pourrait réaliser sur les charges d'exploitation sur la période 2018-2021 seraient donc conservés ou supportés à 100 % par EDF SEI.

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 3.8.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2018-2021 ont fait l'objet de prévisions d'EDF SEI, auditées par un consultant externe. Le consultant s'est appuyé, notamment, sur le niveau de productivité atteint par EDF SEI en 2016, et a analysé les évolutions demandées par EDF SEI. L'année 2016 est en effet la dernière année pour laquelle les niveaux réalisés de charges nettes d'exploitation sont connus.

Question 2 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'EDF SEI similaire à celui actuellement en vigueur pour Enedis dans le cadre du tarif TURPE 5 HTA-BT, selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

### 3.2.2 Les dépenses d'investissement

Comme détaillé dans le paragraphe 3.1, 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 incitative décrits ci-après.

La CRE envisage en effet de mettre en œuvre deux mécanismes de régulation incitative distincts portant, d'une part, sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux et, d'autre part, sur certains investissements « hors réseaux ».

### 3.2.2.1 Les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

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 EDF SEI, 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 d'EDF SEI. En revanche, contrairement à ce qui a été défini pour Enedis, la CRE n'envisage pas d'inciter financièrement EDF SEI 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 EDF SEI, 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) d'EDF SEI 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 3 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?**

### 3.2.2.2 Les investissements « hors réseaux »

La CRE souhaite inciter EDF SEI 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 considérées comme couvertes par le TURPE, 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.

Le montant des charges de capital considérées comme couvertes par le TURPE qui seraient exclues du périmètre du CRCP et qui seraient donc incitées serait de l'ordre de 1,7 M€ par an en moyenne sur la période 2018-2021. Les trajectoires prévisionnelles de charges de capital pour ces postes ont été analysées dans le cadre de l'audit des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI mené pour le compte de la CRE par le consultant externe.

**Question 4 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant EDF SEI à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs « hors réseaux » au même titre que les charges d'exploitation ?**

### 3.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation pour EDF SEI

#### 3.3.1 Cadre général du TURPE 5 HTA-BT et demande d'EDF SEI

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a invité EDF SEI à travailler dès 2017 sur la mise en place du suivi, sans incitation financière, de 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 retenues pour Enedis.

Sur la période 2018-2021, EDF SEI considère que la mise en place de solutions *smart grids* devrait permettre de travailler sur l'amélioration de la durée moyenne de coupure et de réaliser les investissements permettant de limiter l'impact des incidents pour les clients.

EDF SEI précise toutefois qu'en tant que gestionnaire de réseaux, il sera notamment confronté à l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes sur ses zones de desserte. EDF SEI propose ainsi de maintenir sur la période 2018-2021 le niveau de qualité obtenu ces dernières années.

#### 3.3.2 Etude externe

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 EDF SEI 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.

Sur la base de ses analyses, ce cabinet a formulé des recommandations quant à la détermination des cibles et de la force des incitations pour la mise en place d'une régulation incitative de la continuité d'alimentation, tout en tenant compte des implications pour le gestionnaire de réseaux en termes de risque financier.

Ce cabinet a tout d'abord considéré qu'une telle régulation incitative ne devait pas être trop contraignante dans ses premières années d'application pour EDF SEI. S'agissant de la valeur de référence cible, le cabinet privilégie ainsi une fixation par moyenne glissante sur les trois dernières années observées.

Concernant la force des incitations, le cabinet propose de pondérer la force des incitations, comme cela a été le cas pour Enedis lors des premières périodes tarifaires incitées, de façon à accompagner la mise en place de la régulation incitative et de tendre vers un schéma cible, similaire à celui d'Enedis.

Enfin, en l'absence de données suffisantes, les plafonds et planchers ne peuvent être calibrés en fonction d'écartes les plus extrêmes à la valeur de référence cible, comme cela a pu être proposé pour Enedis. En conséquence, le cabinet recommande de déterminer les plafonds et planchers, sur la base du même pourcentage de revenus hors pertes que pour RTE.

#### 3.3.3 Principales orientations envisagées par la CRE

La CRE envisage à ce stade de mettre en place une incitation financière et des cibles sur les durées moyennes de coupure<sup>7</sup>, hors événements exceptionnels et hors coupures liées à la production d'électricité, des utilisateurs raccordés en BT (également appelé le critère BHIX) et en HTA (également appelé le critère MHIX) ainsi que sur la fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT (également appelé le critère F-BT HIX). Lorsqu'EDF SEI disposera d'un historique fiable sur la performance en termes de fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA (également appelé le critère F-HTA HIX), une incitation financière pourrait également être introduite.

La CRE envisage de fixer les niveaux de référence pour la période 2018-2021, sans facteur d'amélioration annuel, au regard de l'analyse des performances atteintes au cours des trois années antérieures en fonction des données disponibles :

|  | Critère BHIX  | Critère F-BT HIX  | Critère MHIX  |
|--|---|---|---|
| Données historiques                          | <b>2014</b> : 288 minutes<br><b>2015</b> : 239 minutes<br><b>2016</b> : 225 minutes | <b>2014</b> : absence de données pour la Guyane<br><b>2015</b> : 2,66 coupures<br><b>2016</b> : 2,56 coupures | <b>2014</b> : 129 minutes<br><b>2015</b> : 217 minutes<br><b>2016</b> : 160 minutes |
| Valeur de référence sur la période 2018-2021 | <b>251 minutes/an</b>   | <b>2,61 coupures/an</b>   | <b>169 minutes/an</b>   |

<sup>7</sup> Les coupures ayant pour cause un mouvement social (grève, etc.) seront prises en compte dans le calcul des indicateurs.

Ces valeurs de référence ne tiennent pas compte du déploiement des compteurs évolués dont l'impact est encore incertain sur le niveau des différents indicateurs selon le cabinet externe.

En cohérence avec le mécanisme retenu pour Enedis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE privilégie une formulation linéaire de l'incitation financière, symétrique et centrée en espérance. Compte tenu de l'énergie distribuée sur les réseaux exploités par EDF SEI, la CRE envisage les incitations financières suivantes qui ne comptabilisent pas l'ensemble de la valeur de l'énergie non distribuée (END) en cohérence avec le mécanisme mis en place pour Enedis :

|  | Critère BHIX | Critère F-BT HIX | Critère MHIX |
|--|--------------|------------------|--------------|
| Force de l'incitation sur la période 2018-2021 | 173 k€/min   | 73 k€/min        | 111 k€/min   |

Enfin, comme le recommande le cabinet externe, la CRE envisage de fixer un plancher/plafond à  $\pm 7$  M€ qui correspond à environ 2 % du revenu d'EDF SEI hors pertes.

A terme, un tel mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation pour EDF SEI vise à garantir que les gains de productivité atteints par le gestionnaire de réseaux n'aient pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation.

### 3.3.4 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 qu'EDF SEI 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.

Comme le TURPE 5 HTA-BT en prévoit la possibilité, EDF SEI a choisi 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.

Afin que cette incitation soit neutre en espérance, la CRE propose de définir une couverture tarifaire *ex ante* qui serait comprise entre 2,3 M€ et 2,8 M€ par an. L'écart entre le montant retenu et les charges réelles constituerait donc un gain, respectivement une perte, pour EDF SEI 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 EDF SEI sont intégralement couvertes par le tarif à travers le mécanisme du CRCP, serait compris entre 4,6 M€ et 5,6 M€ par an.

Si EDF SEI 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 5 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE pour la mise en place d'incitations financières concernant la qualité d'alimentation ? Les indicateurs, les valeurs de référence et la force des incitations vous semblent-ils pertinents ?

## 3.4 Régulation incitative de la qualité de service

### 3.4.1 Cadre général du TURPE 5 et demande d'EDF SEI

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.

Depuis le TURPE 4, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014, EDF SEI 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.

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. EDF SEI suit maintenant les huit indicateurs suivants :

- le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD (cet indicateur est incité financièrement à travers le versement d'une pénalité directement aux consommateurs en cas de rendez-vous planifié non respecté par EDF SEI) ;
- le nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires ;
- le taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA ;
- le taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs.

L'objet de ce dispositif est de vérifier que le gestionnaire de réseau 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.

EDF SEI souhaite que les mécanismes proposés par la CRE soient lisibles, réalistes, symétriques et plafonnés.

### 3.4.2 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 EDF SEI, 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 d'EDF SEI 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.

#### *Interventions*

Le TURPE 5 a introduit une automatisation du versement d'une pénalité au consommateur pour un rendez-vous planifié non respecté par EDF SEI. Le montant de la pénalité est identique à celui facturé par le gestionnaire de réseaux en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur.

Pour l'année 2017, le volume de rendez-vous non respectés par le GRD est estimé à 300 pour un montant de pénalité de 8000 €. Des investigations sont menées par EDF SEI afin de s'assurer de la fiabilité des données collectées.

La CRE envisage de ne pas modifier cet indicateur prévu par la délibération TURPE 5 HTA-BT et de suivre en complément les rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDF SEI.

En outre, depuis l'entrée en vigueur du TURPE 5, EDF SEI suit les taux de résiliations et de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs. La CRE se réserve la possibilité d'ajouter au cours de la période 2018-2021 des incitations financières en fonction du retour d'expérience sur ces deux indicateurs.

#### *Relation avec les utilisateurs*

Concernant les indicateurs relatifs au traitement des réclamations, le TURPE 5 prévoit qu'EDF SEI suive le taux de réponse dans les 15 jours. La CRE envisage en complément d'inciter financièrement cet indicateur dès 2018 avec un objectif de référence à moyen terme qui devrait être similaire à celui retenu pour Enedis. Au regard de la performance actuelle d'EDF SEI, la CRE envisage des objectifs de référence comprenant une amélioration annuelle de cinq points.



Afin d'éviter une dégradation du temps de réponse pour les clients dont le traitement de la réclamation nécessite un délai supérieur à 15 jours, la CRE envisage également d'inciter financièrement le nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours.

A l'instar du suivi mis en place pour Enedis, la CRE envisage de suivre, sans l'inciter financièrement, le taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs.

Par ailleurs, la CRE envisage de continuer de suivre le nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie de client.

En complément du traitement des réclamations, la CRE envisage de suivre le taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.

#### *Relève et facturation*

Concernant la qualité des relèves effectuées par EDF SEI, entre 2014 et 2016, le taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA est passé de 93 % à 95 % grâce à une amélioration de la localisation des compteurs et une fiabilisation des adresses. Le déploiement des compteurs communicants devrait également permettre à terme une amélioration de la performance d'EDF SEI.

En conséquence, la CRE envisage d'inciter financièrement cet indicateur dès 2018 afin de conserver la performance atteinte pour les utilisateurs non encore équipés de compteurs évolués.

#### *Raccordements*

En ce qui concerne le raccordement, la CRE constate qu'entre 2014 et 2016, le taux de propositions de raccordement envoyées hors délai est en baisse constante pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA. EDF SEI précise qu'il vise une performance stable sur la période 2017-2020. S'agissant des consommateurs HTA et collectifs, EDF SEI estime en outre pouvoir parvenir à atteindre un objectif de moins de 10 % de propositions envoyées hors délais d'ici 2021.

La CRE envisage d'inciter financièrement le taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le consommateur pour les différentes catégories de clients.

Par ailleurs, concernant le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements, la CRE constate que cet indicateur est en nette amélioration passant de 40 % en 2014 à 92 % en 2016 pour les clients BT  $\leq$  36 kVA. S'agissant des consommateurs HTA et collectifs, EDF SEI précise que son objectif pour le taux de respect est de 80 % d'ici 2021.

La CRE envisage d'inciter financièrement le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements pour les différentes catégories de consommateurs.

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 EDF SEI, figure en annexe du présent document.

### **3.4.3 Ajustement du mécanisme et des indicateurs au cours de la période 2018-2021**

A l'instar de ce qui a été défini pour Enedis dans le cadre du TURPE 5, la CRE envisage à ce stade de prévoir des possibilités d'ajustement du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire. A cet effet, une liste d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période serait établie. 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.

La liste des évolutions envisagées des indicateurs incités financièrement figure en annexe du présent document.

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Question 7 : Selon vous, les indicateurs envisagés permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'EDF SEI ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 8 : 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 la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ?

### 3.5 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.

Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour EDF SEI. Pour la période 2014-2016, le volume de pertes moyen a été de 1,024 TWh soit un taux de perte moyen de 10,6 % correspondant à un coût moyen annuel de près de 62 M€.

La CRE observe qu'EDF SEI 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'étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI, menée par un cabinet externe, a estimé que l'installation des compteurs évolués devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies par EDF SEI. Cette étude est publiée simultanément à la consultation publique de la CRE portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI<sup>8</sup>.

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 ».<sup>9</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 une incitation sur le coût des pertes, prenant en compte uniquement le volume de pertes. Pour cela, un volume de référence serait déterminé, comme expliqué infra. En multipliant le volume de référence par le coût constaté, un coût de référence d'achat des pertes est obtenu.

L'incitation envisagée par la CRE porterait sur la différence, constatée chaque année *ex post*, entre ce coût de référence des pertes, et le coût de la couverture des pertes réalisé par EDF SEI. En cas de coût réalisé par EDF SEI inférieur au coût de référence, celle-ci garderait 20 % des gains. A l'inverse, en cas de coût réalisé supérieur au coût de référence, EDF SEI 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 d'EDF SEI serait équivalent à celui retenu pour Enedis dans le cadre du TURPE 5.

#### Détermination du volume de référence

Le volume de pertes dépend du volume de consommation, et donc, dans une moindre mesure dans la zone de desserte d'EDF SEI, du climat. En l'absence de chronique de pertes au pas demi-horaire, la CRE envisage de retenir un taux de perte de référence en se fondant sur le taux annuel moyen constaté sur la période 2013-2016 afin d'inciter EDF SEI à améliorer sa performance par rapport à la situation existante. EDF SEI a expliqué que le taux de pertes pour l'année 2016 qui avait été communiqué dans un premier temps (i.e. 10,3 %) était largement sous-estimé et que le taux de pertes définitif pour l'année 2016 s'élevait en réalité à 11,2 %. La prise en compte de ce taux pour l'année 2016 conduit à un taux de pertes moyen sur la période 2013-2016 de 10,9 %.

Par ailleurs, afin de prendre en compte les effets du déploiement des compteurs évolués dans la zone de desserte d'EDF SEI qui devraient réduire les pertes non techniques, la CRE envisage l'introduction d'un facteur d'amélioration annuel identique à celui retenu pour le projet Linky d'Enedis.

Volume de référence pour une année  $N$  =  $\text{taux de pertes de référence fixé à } 10,9 \% \times \text{énergie injecté pour l'année } N \times (1 - 0,12 \times \text{taux de compteurs évolués posés au } 31/12/N-1)$

Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter EDF SEI à réduire le volume de ses pertes ?

<sup>8</sup> Cf. Consultation publique n° 2017-018 du 30 novembre 2017 relative au projet de déploiement des compteurs évolués d'EDF SEI

<sup>9</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

Question 10 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?

### 3.6 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 R&D et de déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer qu'EDF SEI dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

#### 3.6.1 Régulation incitative de la R&D

La CRE envisage à ce stade de mettre en place un dispositif de régulation incitative destiné à donner à EDF SEI les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain, en garantissant notamment qu'EDF SEI est incité à engager des projets de R&D et à réaliser des investissements innovants, sur le modèle de celui mis en œuvre pour Enedis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT.

Ce mécanisme consiste en la définition d'une trajectoire prévisionnelle de charges de R&D sur la période 2018-2021.

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 tarifaire.

EDF SEI a indiqué dans son dossier tarifaire communiqué à la CRE que les dépenses prévisionnelles supportées sur la période 2018-2021 au titre de la R&D relevaient exclusivement des charges d'exploitation, dans la mesure où les investissements relevant de R&D sont supportés directement par EDF R&D (i.e. la direction du groupe EDF en charge des programmes de recherche).

Si toutefois des investissements de R&D et d'innovation devaient être engagés par EDF SEI sur la période 2018-2021, ces derniers seraient couverts en intégralité par les dotations au titre du FPE comme les autres dépenses d'investissements d'EDF SEI, à travers leur prise en compte dans le CRCP.

Comme pour Enedis, la CRE envisage de demander à EDF SEI de lui transmettre, 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 EDF SEI dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Les actions menées par EDF SEI s'articulent autour de 2 volets :

- un volet qui vient de manière opérationnelle en appui de la feuille de route smart grids (i.e. réalisation de projets R&D dédiés, en support à l'activité d'EDF SEI) ;
- un autre volet « préparation de l'avenir » qui permet la réalisation de veilles technologiques, le développement d'outils de simulation et le traitement de thématiques en rupture.

La trajectoire prévisionnelle de charges d'exploitation R&D présentée par EDF SEI dans son dossier tarifaire pour la période 2018-2021 est présentée dans le tableau ci-dessous :

| En M€ courants   | 2018       | 2019       | 2020       | 2021       |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Volet opérationnel                                       | 1,8        | 1,9        | 1,9        | 1,9        |
| Volet prospectif   | 1,1        | 1,1        | 1,1        | 1,1        |
| <b>Charges d'exploitation prévisionnelles de R&amp;D</b> | <b>2,9</b> | <b>3,0</b> | <b>3,0</b> | <b>3,0</b> |

La CRE envisage d'intégrer cette trajectoire, qui s'inscrit dans la continuité des charges réalisées sur la période 2014-2016, dans le niveau de charges prévisionnelles à couvrir sur la période 2018-2021.

Cette trajectoire est minorée des subventions attendues. Si EDF SEI parvient à obtenir plus de subventions que prévu pour la R&D, celles-ci viendront augmenter le budget total qu'il pourra consacrer à sa R&D, sans modification des coûts supportés par les consommateurs.

Question 11 : Etes-vous favorable à la mise en place du cadre de régulation des dépenses de R&D envisagé par la CRE ?

Question 12 : Quelle est votre analyse de la trajectoire des dépenses et des programmes de R&D prévus par EDF SEI pour la période 2018-2021 ?

### 3.6.2 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 EDF SEI 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.

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 2017<sup>10</sup>. Les actifs associés à ces projets n'ont pas vocation à être intégrés à la BAR réseau de l'opérateur, mais l'achat par EDF SEI 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'EDF SEI, être prises en compte à l'occasion du calcul du CRCP de l'opérateur.

<sup>10</sup> 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

Question 13 : Etes-vous favorable à la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par EDF SEI sur la période 2018-2021 ?

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

Compte tenu de l'exposition aux catastrophes naturelles des territoires sur lesquels opère EDF SEI, la CRE considère comme nécessaire la mise en place d'un mécanisme de régulation dédié.

Dans ce cadre, la CRE envisage, pour la période 2018-2021, de définir *ex ante* une couverture tarifaire forfaitaire qui serait comprise entre 4,2 M€ et 6,2 M€ par an. L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de catastrophes naturelles constituerait donc un gain (respectivement une perte) pour EDF SEI, en cas de charges réelles inférieures (respectivement supérieures) à ce montant.

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, la CRE envisage de définir un plafond au-delà duquel les charges réellement supportées par EDF SEI sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. paragraphe 3.8). Ce plafond serait compris entre 6,3 M€ et 9,3 M€.

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

Ce mécanisme ne prend pas en compte les indemnisations au titre des coupures longues qui pourraient être versées par EDF SEI aux utilisateurs à la suite d'une catastrophe naturelle. Ces montants relèvent en effet d'un mécanisme *ad hoc*, détaillé au paragraphe 3.3.4 de la présente consultation publique.

### 3.8 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 EDF SEI 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 3.1).

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 3.2.2) ;
- 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 d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 3.6.1) ;
- les charges relatives aux pertes : les écarts entre la trajectoire de référence et les charges réelles d'EDF SEI sont pris en compte à 80 %<sup>11</sup> (cf. paragraphe 3.5) ;
- les redevances de concession versées par EDF SEI 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 EDF SEI 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 ;

<sup>11</sup> La trajectoire de référence est couverte à 100%

- les charges relatives aux impayés supportés par EDF SEI 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 EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI 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 3.7) ;
- les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme permettant d'accompagner le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (cf. paragraphe 3.6.2) ;
- 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 3.3) ;
  - les incitations financières liées à la régulation incitative de la qualité de service (cf. paragraphe 3.4) ;
  - les incitations financières découlant du cadre de régulation incitative du futur projet de comptage évolué d'EDF SEI.

Question 14 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de CRCP selon les modalités envisagées par la CRE ?

### **3.9 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 15 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans les conditions envisagées par la CRE ?

### **3.10 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'EDF SEI**

Les dispositions législatives et réglementaires prévoient pour EDF SEI, en tant que GRD opérant en ZNI, l'obligation de déployer des dispositifs de comptage évolué, notamment pour les utilisateurs raccordés en BT pour des puissances  $\leq 36$ kVA, d'ici 2024. Dans ce cadre, EDF SEI prévoit le déploiement de 1,2 million de compteurs entre 2018 et 2024 en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion. Sur cette période, les investissements s'élèvent à près de 300 M€ pour l'opérateur.

Les coûts liés à ce projet entrent dans le périmètre des charges couvertes par le TURPE. Aussi, les travaux relatifs à ce projet sont menés concomitamment aux travaux visant à déterminer le niveau des dotations versées à EDF SEI.

Etant données l'ampleur de ce projet et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, un cadre de régulation spécifique sera défini par la CRE et mis en place afin d'inciter EDF SEI à maîtriser les coûts d'investissement, à respecter le calendrier de déploiement et à garantir le niveau de performance attendu du système de comptage.

Le cadre de régulation envisagé par la CRE est détaillé dans la consultation publique de la CRE portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI, et publiée simultanément à la présente consultation publique.

Les incitations financières correspondant au cadre de régulation qui sera mis en place seront prises en compte dans le calcul du solde annuel du CRCP.

## 4. DEMANDE D'EDF SEI ET ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE LA CRE

### 4.1 Niveau de dotation résultant de la demande d'EDF SEI

EDF SEI a transmis à la CRE sa demande tarifaire le 31 mars 2017. Cette demande a été complétée par une demande tarifaire modificative le 30 juin 2017.

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

| En M€ courants   | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | Moyenne      |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Chiffre d'affaires TURPE (A)   | 368,1        | 379,4        | 392,6        | 406,9        | 386,8        |
| Charges de capital (B)   | 232,3        | 245,7        | 258,7        | 269,0        | 251,4        |
| Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDF SEI (C) = (A) - (B)                                  | 135,9        | 133,7        | 133,9        | 137,9        | 135,3        |
| Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (D)<br>(demande d'EDF SEI, hors comptage évolué, y compris charges supplémentaires) | 314,3        | 313,0        | 320,5        | 326,8        | 318,7        |
| <b>Niveau de dotation (E) = (D) - (C)<br/>(demande d'EDF SEI, hors comptage évolué, y compris charges supplémentaires)</b>                         | <b>178,4</b> | <b>179,3</b> | <b>186,6</b> | <b>188,9</b> | <b>183,3</b> |

Les niveaux de dotation résultant de la demande d'EDF SEI 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 EDF SEI 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.

Dans ce cadre, la CRE a confié à un cabinet externe une mission d'audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles d'EDF SEI pour les périodes 2014-2017 d'une part et 2018-2021 d'autre part. Cette étude est publiée simultanément à cette consultation publique.

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 EDF SEI conduiraient à des niveaux de dotation moins élevés que la demande d'EDF SEI, hors projet de comptage évolué.

### 4.2 Charges d'exploitation

#### 4.2.1 Demande d'EDF SEI

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021, hors projet de compteur évolué et hors charges supplémentaires, présentées par EDF SEI dans sa demande tarifaire révisée communiquée le 30 juin 2016 à la CRE, sont les suivantes :

| En M€ courants  | 2016<br>réalisé <sup>12</sup> | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  |
|---|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Charges nettes d'exploitation chiffrées dans la demande tarifaire du 30 juin 2016, hors | 295,1                         | 309,4 | 308,1 | 315,6 | 321,9 |

<sup>12</sup> Y compris charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI qui ne sont à ce jour pas redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI. La demande d'EDF SEI sur la période 2018-2021 intègre également ces charges nettes d'exploitation.

|   |  |         |         |         |         |
|---|--|---------|---------|---------|---------|
| comptage évolué et hors charges supplémentaires |  |         |         |         |         |
| <i>Evolution</i>                                |  | + 4,8 % | - 0,4 % | + 2,4 % | + 2,0 % |

EDF SEI a par ailleurs fait la demande de couverture d'autres charges nettes d'exploitation sur cette période sans être en mesure de les quantifier au moment de la demande révisée. Ces autres charges nettes d'exploitation sont principalement liées à la prise en compte des catastrophes naturelles auxquelles pourrait être confronté EDF SEI sur ses territoires (cf. paragraphe 3.7) :

- la prise en compte de charges nettes d'exploitation supplémentaires ;
- la réévaluation du niveau des indemnisations pour coupures longues (cf. paragraphe 3.3.4) ;
- la réévaluation du niveau d'autres charges nettes d'exploitation.

Ces demandes n'ont pu être analysées par le consultant dans le cadre de l'audit et ont été instruites par la CRE (cf. paragraphe 4.2.2.2). Le tableau suivant rappelle les montants chiffrés par EDF SEI et une estimation réalisée par la CRE des charges supplémentaires dont EDF SEI demande la couverture :

| En M€ courants par an   | Demande révisée du 30 juin 2016<br>2018-2021 | Charges supplémentaires<br>2018-2021 |                  |
|---|--|--------------------------------------|------------------|
|   |  | Fourchette basse                     | Fourchette haute |
| Autres éléments de la demande   | 5,5  | 2,1                                  | 4,9              |
| <i>Dont prise en compte de charges nettes d'exploitation supplémentaires en lien avec les catastrophes naturelles</i> | 3,4  | 0,8                                  | 2,8              |
| <i>Dont indemnisations pour coupures longues</i>  | 1,0  | 1,3                                  | 1,8              |
| <i>Dont autres charges nettes d'exploitation</i>  | 1,1  | 0                                    | 0,3              |

La CRE considère que la demande révisée totale de charges nettes d'exploitation d'EDF SEI peut être évaluée sur la base de la fourchette haute.

La prise en compte de ces éléments conduit aux niveaux de charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandés suivants :

| En M€ courants   | 2016<br>réalisé <sup>13</sup> | 2018    | 2019    | 2020    | 2021    |
|--|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Charges nettes d'exploitation totales – demande révisée d'EDF SEI et autres éléments de la demande | 295,1                         | 314,3   | 313,0   | 320,5   | 326,8   |
| <i>Evolution</i>   |                               | + 6,5 % | - 0,4 % | + 2,4 % | + 2,0 % |

La variation des charges nettes d'exploitation entre 2016 et 2018 s'élève à + 19,2 M€, soit une hausse de + 6,5 %. Sur la période 2018-2021, les charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 1,3 % par an.

Les postes détaillés ci-dessous contribuent à la hausse présentée par EDF SEI entre 2016 et 2018 :

- *Autres achats et services* (+ 11,7 M€ entre 2016 et 2018 et ensuite en diminution sur la période 2018-2021 de - 0,2 % par an en moyenne)

La hausse de ce poste entre 2016 et 2018 est portée par les consommations externes (+ 11 M€, soit + 17 % entre 2016 et 2018), en augmentation en lien principalement avec :

<sup>13</sup> Y compris charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI qui ne sont à ce jour pas redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI. La demande d'EDF SEI sur la période 2018-2021 intègre également ces charges nettes d'exploitation.



- l'imputation sur l'année 2018 des dépenses réalisées sur 2014-2016 et estimées sur 2017 liées au déploiement du projet de comptage évolué, non identifiées au moment de la détermination du niveau de reversement à EDF SEI dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, pour un montant total de + 8,4 M€ ;
- des redevances de concessions en hausse de + 1 M€ justifiée par une progression attendue du montant des redevances de concession ;
- **Achats liés au système électrique (+ 4,7 M€ entre 2016 et 2018)**  
La hausse des achats de pertes (+ 5 M€, soit + 7,8 % entre 2016 et 2018 et ensuite en augmentation sur la période 2018-2021 de + 3,1 % par an en moyenne) est à mettre en lien avec la trajectoire prévisionnelle de volumes livrés et l'hypothèse de taux de pertes retenus par EDF SEI, lequel évolue de 10,3 %<sup>14</sup> en 2016 à 11 % en 2018 dans la demande d'EDF SEI.
- **Charges de personnel (+ 4,6 M€ entre 2016 et 2018)**  
L'évolution du poste *Charges de personnel* entre 2016 et 2018 (+ 4,3 %) est portée par l'augmentation des rémunérations. Ces charges présentent une augmentation de + 2,6 % par an en moyenne sur la période 2018-2021.
- **Impôts et taxes (+ 1,5 M€ entre 2016 et 2018)**  
La hausse de ce poste entre 2016 et 2018 (+ 8,5 %), qui est en croissance sur 2018-2021 à hauteur de + 3,2 % par an en moyenne, est principalement expliquée par EDF SEI par la prise en compte d'une indexation sur l'inflation de l'ensemble des impôts et taxes composant la rubrique.
- **Autres charges d'exploitation (+ 1,1 M€ entre 2016 et 2018)**  
Ce poste présente une hausse importante entre 2016 et 2018 (+ 12,3 %) suivie d'une baisse sur la période 2018-2021 de - 0,9 % par an en moyenne. Cette trajectoire s'explique par l'intégration, à compter de 2018 d'un montant de 1 M€ stable sur la période, de charges liées à l'indemnisation des consommateurs en cas de coupure de plus de 5 heures.
- **Autres produits d'exploitation (- 7,4 M€ entre 2016 et 2018)**  
Le niveau prévisionnel du poste autres produits d'exploitation pour 2018 s'élève à 9 M€, soit en très forte hausse par rapport au réalisé 2016, égal à 1 M€ (le poste est ensuite stable sur la période 2018-2021). Cette hausse entre 2016 et 2018 s'explique principalement par l'évolution des dotations nettes liées aux litiges photovoltaïques, qui s'établissent à 7,9 M€ en 2016 alors que la trajectoire prévisionnelle n'inclut aucune charge nette au titre de ces litiges.
- **Production immobilisée et stockée (- 1,4 M€ entre 2016 et 2018)**  
La production immobilisée est en hausse de + 2,3 % entre 2016 et 2018, en ligne avec l'augmentation de + 2,3 % par an en moyenne sur la période 2018-2021. Ces hausses sont la résultante de l'indexation de la production immobilisée et stockée main d'œuvre sur la trajectoire prévisionnelle des charges de personnel, et de l'indexation de la production immobilisée et stockée achats sur l'inflation.
- **Produits extratarifaires (- 0,5 M€ entre 2016 et 2018)**  
Les produits extratarifaires sont en augmentation de + 1,5 % entre 2016 et 2018 et présentent une augmentation de + 1,1 % par an en moyenne sur la période 2018-2021. L'évolution de ce poste est expliquée par EDF SEI par la prise en compte d'une indexation sur l'inflation de l'ensemble des sous-postes de la rubrique (prestations complémentaires, contribution de tiers, et travaux divers).

## 4.2.2 Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par EDF SEI

### 4.2.2.1 Conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI mandaté par la CRE

La CRE a mandaté un auditeur externe en mai 2017 pour réaliser un audit du niveau des charges et produits présentés par EDF SEI en complément des analyses qui seront menées par les services. Les travaux se sont déroulés en deux temps :

- de mai à juillet 2017 : audit des charges d'exploitation présentées par EDF SEI dans son dossier tarifaire initial transmis le 31 mars 2017 ;

<sup>14</sup> Ce taux a été par la suite réévalué par EDF SEI à 11,2 % (cf. paragraphe 3.5)

- de juillet à septembre 2017 : audit de la révision du dossier tarifaire transmise par EDF SEI le 30 juin 2017. La CRE a en effet demandé à EDF SEI une mise à jour de sa demande tarifaire pour fin juin 2017, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues d'EDF SEI à cette date, susceptibles d'avoir des impacts sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse.

Les deux rapports de l'auditeur (cf. paragraphe 2.), fondés sur le dossier tarifaire révisé d'EDF SEI, sont publiés en même temps que le présent document de consultation publique.

Les objectifs de l'audit en lien avec la détermination du niveau de dotation à verser à EDF SEI dans le cadre du FPE étaient les suivants :

- disposer d'une description précise des modalités et des clés d'affectation des charges nettes d'exploitation et de capital, ainsi que des recettes tarifaires liées à la vente d'électricité, entre les différentes activités d'EDF SEI (distribution, activités relevant du périmètre des charges de SPE et autres activités le cas échéant) sur la période 2014-2016 et sur la période 2017-2021 si des évolutions de ces modalités sont anticipées ;
- disposer d'une description précise des indicateurs de performance éventuellement mis en place et suivis par EDF SEI pour piloter ses différentes activités sur la période 2014-2016 et leurs trajectoires prévisionnelles sur la période 2017-2021 ;
- sur la période 2014-2021, disposer d'une compréhension précise de la nature et du niveau des charges nettes d'exploitation, au regard de la performance de l'opérateur ;
- sur la période 2017-2021 :
  - disposer d'une parfaite compréhension des charges et des produits d'exploitation prévisionnels ainsi que des hypothèses associées à leur évolution ;
  - porter une appréciation sur les évolutions prévisionnelles proposées par EDF SEI, au regard de la performance de l'opérateur, en s'appuyant notamment sur l'analyse du niveau des charges et produits constatés sur les exercices 2014 à 2016 ;
  - proposer un niveau de charges nettes d'exploitation efficient pouvant être atteint par l'opérateur si l'auditeur externe considérait que le niveau des charges proposé par EDF SEI ne s'avérait pas efficient.

#### Ajustements recommandés par l'audit externe :

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé les ajustements suivants sur la trajectoire de charges d'exploitation sur la période 2018-2021 présentée par l'opérateur dans son dossier tarifaire révisé :

| En M€ courants                                  | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | Moyenne |
|---|--------|--------|--------|--------|---------|
| Ajustements recommandés par l'audit externe     | - 18,2 | - 11,8 | - 13,5 | - 12,4 | - 14,0  |
| <i>dont révision des hypothèses d'inflation</i> | + 1,9  | + 2,3  | + 2,7  | + 3,2  | + 2,5   |
| <i>dont autres ajustements recommandés</i>      | - 20,1 | - 14,1 | - 16,2 | - 15,6 | - 16,5  |

Les ajustements au titre de la révision des hypothèses d'inflation résultent de la prise en compte par le consultant des variations annuelles prévisionnelles de l'indice des prix à la consommation anticipées par le FMI en avril 2016.

Les autres ajustements recommandés concernent principalement les postes « charges de personnel », « autres achats et services » et « impôts et taxes ».

Parmi les ajustements recommandés, l'auditeur souligne dans son rapport que deux d'entre eux ont été retenus bien qu'ils relèvent essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation :

- le traitement des dépenses sur la période 2014-2017 liées au projet de comptage évolué

EDF SEI a indiqué que la trajectoire TURPE 4 prévisionnelle excluait explicitement le projet de comptage évolué ; EDF SEI a par ailleurs adressé à la CRE la demande d'un cadre de régulation spécifique à ce projet. En attente d'un tel dispositif pour la couverture des charges, la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation proposée par EDF SEI intègre sur l'année 2018 l'estimation des dépenses d'exploitation liées au comptage évolué et engagées

sur la période 2014-2017, soit 8,4 M€. Au terme de l'audit, l'auditeur externe a proposé d'ajuster l'intégralité de ce montant puisque ces dépenses ne relèvent pas d'une projection de charge sur la période prévisionnelle 2018-2021.

La CRE maintient cet ajustement recommandé par l'auditeur dans la mesure où les dépenses effectives d'EDF SEI sur la période 2014-2017 liées à ce projet sont prises en compte dans le cadre de la régulation spécifique au projet de comptage évolué (cf. consultation publique portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI).

- le niveau de la quote-part de charges centrales relatives à l'activité réseau d'EDF SEI portées par EDF SA et non redescendues dans la comptabilité d'EDF SEI

Les hypothèses précises sous-jacentes à l'évaluation de la quote-part de charges centrales relatives à l'activité réseau d'EDF SEI portées par EDF SA et non redescendues dans la comptabilité d'EDF SEI sur 2014-2016, n'ont pas été fournies par l'opérateur dans le cadre de l'audit. L'auditeur externe propose des ajustements sur la période 2018-2021 en lien avec les modalités d'indexation retenues par EDF SEI par rapport à ces montants réalisés sans avoir été en mesure d'apprécier ces données réalisées 2014-2016 communiquées par EDF SEI.

La CRE a obtenu confirmation de la part de l'opérateur que les méthodologies mises en œuvre par la direction financière d'EDF SA pour répartir ces charges sont génériques. Elles sont évaluées avec des clefs qui modélisent les inducteurs des différentes charges. Sur cette base, la CRE n'envisage pas de remettre en cause les trajectoires réalisées sur lesquelles se fondent les trajectoires prévisionnelles. Ainsi la CRE n'envisage pas d'ajustement supplémentaire sur ces charges par rapport à celui envisagé par l'auditeur.

#### 4.2.2.2 Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE

##### Ajustements recommandés par l'audit externe :

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange avec EDF SEI dans le courant du mois de juillet 2017 (sur la base de l'audit de la demande initiale) et dans le courant du mois de septembre 2017 (sur la base de l'audit de la demande révisée). EDF SEI a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

Parmi les - 14 M€ d'ajustements moyens annuels préconisés par l'auditeur externe sur la période 2018-2021, EDF SEI remet en cause la majorité des ajustements identifiés par l'auditeur :

- ajustements contestés par EDF SEI à hauteur de - 10 M€ par an en moyenne dont - 6 M€ portent sur les charges de personnel ;
- ajustements dont l'acceptation par EDF SEI est conditionnée à une évolution du cadre de régulation à hauteur de - 3 M€ par an en moyenne :
  - ajustement de - 1 M€ par an en moyenne sur les redevances de concessions (autres achats et services), accepté « *sous réserve de la prise en compte de ce poste au CRCP* » ;
  - ajustement de - 2 M€ par an en moyenne pour les dépenses liées au comptage évolué antérieures à 2017 (autres achats et services), accepté « *sous réserve de la couverture de ces charges par ailleurs* » ;
- ajustements acceptés sans réserve à hauteur de - 1 M€ par an en moyenne :
  - ajustement de - 1 M€ par an en moyenne en lien avec le fonds de péréquation de l'électricité (rubrique impôts et taxes) ;
  - ajustement de - 2 M€ par an en moyenne en lien avec le tarif agents (rubrique autres charges d'exploitation) ;
  - ajustement de + 2 M€ par an en moyenne concernant la production immobilisée et stockée.

Les ajustements contestés par EDF SEI ont été maintenus par l'auditeur, du fait de justifications complémentaires insuffisantes apportés par EDF SEI dans le cadre de l'échange.

Le cadre de régulation envisagé à ce stade par la CRE est de nature à lever les réserves de l'opérateur quant aux - 3 M€ d'ajustements détaillés précédemment :

- intégration du poste redevances de concessions au CRCP (cf. paragraphe 3.8) ;
- prise en compte des coûts liés au projet de comptage évolué de la période 2014-2017 (estimés à 8,4 M€ dans la demande révisée d'EDF SEI fin juin 2017 et réestimés depuis cette date à 6,8 M€) dans le cadre de la détermination du niveau de charges additionnelles liées à ce projet de comptage.

La CRE considère en conséquence que ces ajustements de - 3 M€ sont pertinents.

Autres éléments de la demande d'EDF SEI :

La CRE considère à ce stade qu'il est justifié de revoir certaines hypothèses du dossier tarifaire du 30 juin 2017 au regard du risque de catastrophes naturelles auquel est soumis EDF SEI et envisage, à ce titre, de retenir un montant de charges supplémentaires annuel compris entre les deux fourchettes présentées plus haut (cf. paragraphe 4.2.1.). La prise en compte de la fourchette basse conduirait ainsi à définir un ajustement annuel moyen de - 2,8 M€.

Synthèse

La demande d'EDF SEI conduirait à une hausse des charges nettes d'exploitation par rapport au niveau des charges constatées en 2016 (dont charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI) : + 6,5 % en 2018, suivi d'une hausse de + 1,3 % par an en moyenne de 2018 à 2021.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande d'EDF SEI est légèrement surévaluée.

Sur la base de l'ensemble des éléments précédents, le niveau des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI après prise en compte des ajustements pourrait être compris entre une fourchette basse de 301,9 M€ et une fourchette haute de 314,4 M€ en moyenne sur la période 2018-2021. Le niveau finalement retenu par la CRE sera notamment fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur et sur les points laissés à l'appréciation de la CRE.

La « fourchette haute » est établie sur la base :

- de la trajectoire révisée au 30 juin 2016 et des autres éléments de la demande d'EDF SEI ;
- des conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation acceptées, avec ou sans réserve, par EDF SEI.

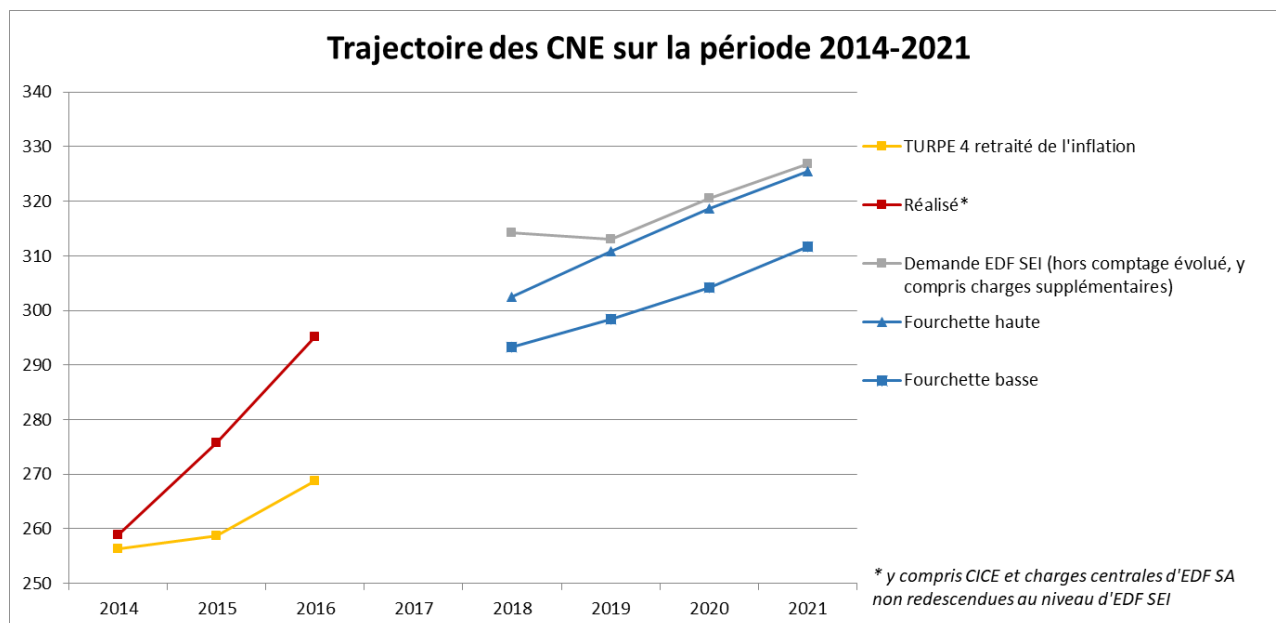
La « fourchette basse » est établie sur la base :

- de la trajectoire révisée au 30 juin 2016 et des autres éléments de la demande d'EDF SEI ;
- de l'ajustement portant sur les autres éléments de la demande d'EDF SEI ;
- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation d'EDF SEI.

| En M€ courants  | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | Moyenne      |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>« Fourchette haute »</b>   |              |              |              |              |              |
| <b>Charges nettes d'exploitation totales – demande révisée d'EDF SEI et autres éléments de la demande</b>             | <b>314,3</b> | <b>313,0</b> | <b>320,5</b> | <b>326,8</b> | <b>318,7</b> |
| Ajustements de l'audit externe non remis en cause par EDF SEI   | -2,5         | -1,1         | -0,9         | -0,3         | -1,2         |
| Ajustements de l'audit externe dont l'acceptation par EDF SEI est conditionnée à une évolution du cadre de régulation | -9,4         | -1,0         | -1,0         | -1,0         | -3,1         |
| <b>Niveau résultant des charges nettes d'exploitation – « Fourchette haute »</b>                                      | <b>302,4</b> | <b>310,9</b> | <b>318,6</b> | <b>325,5</b> | <b>314,4</b> |
| <b>« Fourchette basse »</b>   |              |              |              |              |              |
| <b>Charges nettes d'exploitation totales – demande révisée d'EDF SEI et autres éléments de la demande</b>             | <b>314,3</b> | <b>313,0</b> | <b>320,5</b> | <b>326,8</b> | <b>318,7</b> |
| Ajustement portant sur les autres éléments de la demande d'EDF SEI  | -2,8         | -2,8         | -2,8         | -2,8         | -2,8         |
| Ajustements de l'audit externe  | -18,2        | -11,8        | -13,5        | -12,4        | -14,0        |

|   |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Niveau résultant des charges nettes d'exploitation TURPE 5 - « Fourchette basse » | 293,3 | 298,4 | 304,2 | 311,6 | 301,9 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|

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



Question 16 : Que pensez-vous des fourchettes haute et basse de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?

### 4.3 Charges de capital

#### 4.3.1 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 EDF SEI pour les années 2018 à 2021 et couvertes par le TURPE 5 HTA-BT, 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.

La CRE envisage par ailleurs de prendre en compte une rémunération des immobilisations en cours relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 5 HTB<sup>15</sup>.

Question 17 : Que pensez-vous de la méthodologie envisagée par la CRE pour calculer les charges de capital supportées par EDF SEI et couvertes par le TURPE 5 HTA-BT ?

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

La CRE envisage de retenir les niveaux suivants pour les paramètres financiers intervenant dans le calcul de la rémunération d'EDF SEI :

<sup>15</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 le domaine de tension HTB.

| Paramètres financiers     | 2018-2021 |
|---------------------------|-----------|
| Taux sans risque nominal  | 2,7 %     |
| Bêta de l'actif           | 0,34      |
| Prime de risque de marché | 5,0 %     |
| Prime de dette            | 0,6 %     |

Les niveaux envisagés pour les paramètres financiers correspondent aux niveaux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT et dans le tarif TURPE 5 HTB pour déterminer le niveau de rémunération des immobilisations en cours du domaine HTB.

La CRE envisage de retenir les paramètres relatifs à la fiscalité qui seront en vigueur au moment de la décision sur l'encadrement pluriannuel pour la détermination des dotations bénéficiant à EDF SEI.

Ainsi, la CRE envisage de retenir des niveaux des paramètres relatifs à l'imposition sur les sociétés qui tiennent compte du projet de loi de finances 2018, une fois adopté, et estimés à ce jour aux niveaux 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 correspond au taux normal d'imposition sur les sociétés et prend en compte l'impact de la contribution sociale sur les bénéficiaires. Ce taux prend notamment en compte les prévisions du projet de loi de finances 2018 qui modifierait le taux normal d'imposition sur les sociétés, et ce, progressivement en fonction des caractéristiques des sociétés jusqu'à 2022 où le taux normal de 25 % s'appliquerait uniformément.

Ainsi, l'estimation, à ce stade, des niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDF SEI pour la période 2018-2021 est la suivante :

| 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 %     |

Les valeurs que la CRE retiendra pour l'encadrement pluriannuel pour la détermination des dotations bénéficiant à EDF SEI seront revues par rapport aux estimations présentées ci-avant pour tenir compte du projet de loi de finances 2018 adopté.

**Question 18 : Que pensez-vous du niveau des paramètres envisagés pour le calcul des charges de capital d'EDF SEI pour la période 2018-2021 ?**

#### 4.3.2.1 Niveau des assiettes de rémunération

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

Les capitaux propres régulés 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.

La CRE envisage de retenir l'intégralité des passifs de concessions et des subventions d'investissement au périmètre des activités de gestionnaire de réseaux d'EDF SEI.

Pour définir le niveau des emprunts financiers, la CRE envisage de distinguer les actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB) des actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT). Au 1<sup>er</sup> janvier 2017, le pourcentage d'actifs HTB était de 18 %. Ce pourcentage serait revu chaque année en s'appuyant sur les comptes d'EDF SEI.

La CRE propose ensuite de considérer 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 serait 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<sup>er</sup> janvier 2017, la société Enedis ne présentait pas d'emprunts financiers à son passif. Le taux d'endettement financier (au périmètre des actifs hors-Linky) était donc de 0 %. Ce pourcentage serait 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).

Ainsi, 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'EDF SEI pour les années 2018 à 2021 seraient les suivants :

| Au 01/01/N<br>(M€ courants)                | 2018    | 2019    | 2020    | 2021    | Moyenne |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| BAR (hors comptage évolué)                 | 2 278,2 | 2 383,4 | 2 512,2 | 2 618,4 | 2 448,0 |
| CPR  | 626,2   | 676,3   | 751,8   | 806,6   | 715,2   |
| Emprunts financiers (hors comptage évolué) | 246,0   | 257,4   | 271,3   | 282,8   | 264,4   |
| IEC du domaine HTB                         | 28,3    | 34,2    | 32,1    | 28,2    | 30,7    |

Les estimations des différentes assiettes de rémunération sont à considérer hors projet de comptage évolué d'EDF SEI. Le traitement envisagé par la CRE pour les actifs liés au projet de comptage évolué d'EDF SEI est présenté dans la consultation publique relative au projet de comptage évolué d'EDF SEI.

#### 4.3.2.2 Niveau prévisionnel des charges de capital

Le niveau prévisionnel des charges de capital (hors projet de comptage évolué) pour les années 2018 à 2021 est présenté ci-dessous.

| Charges de capital<br>(M€ courants)                 | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | Moyenne      |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Application de la marge sur actif                   | 57,0         | 59,6         | 62,8         | 65,5         | 61,2         |
| Rémunération des capitaux propres régulés           | 24,4         | 26,4         | 29,3         | 31,5         | 27,9         |
| Rémunération des emprunts financiers                | 7,4          | 7,7          | 8,1          | 8,5          | 7,9          |
| Dotations nettes aux amortissements                 | 126,2        | 135,0        | 142,1        | 148,2        | 137,9        |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement | 11,0         | 10,2         | 9,1          | 7,9          | 9,5          |
| Rémunération des immobilisations en cours           | 1,0          | 1,3          | 1,2          | 1,0          | 1,1          |
| <b>Charges de capital</b>                           | <b>227,0</b> | <b>240,2</b> | <b>252,7</b> | <b>262,5</b> | <b>245,6</b> |

Les charges de capital liées au projet de comptage évolué sont présentées au paragraphe 5.2.

#### 4.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE

EDF SEI 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<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 consommateurs raccordés, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

Les hypothèses d'évolution proposées par EDF SEI sont les suivantes :

- + 1,7 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le nombre de consommateurs raccordés :

| Nombre de sites raccordés | 2018             | 2019             | 2020             | 2021             |
|---------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| BT ≤ 36 kVA               | 1 299 726        | 1 320 435        | 1 345 038        | 1 366 469        |
| BT > 36 kVA               | 7 504            | 7 623            | 7 765            | 7 889            |
| HTA                       | 3 051            | 3 100            | 3 157            | 3 208            |
| <b>TOTAL</b>              | <b>1 310 281</b> | <b>1 331 158</b> | <b>1 355 961</b> | <b>1 377 566</b> |

- + 1,7 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour les puissances souscrites :

| Puissances souscrites (kW) | 2018              | 2019              | 2020              | 2021              |
|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| BT ≤ 36 kVA                | 9 066 706         | 9 211 165         | 9 382 795         | 9 532 290         |
| BT > 36 kVA                | 593 597           | 603 055           | 614 291           | 624 079           |
| HTA                        | 753 673           | 765 681           | 779 948           | 792 375           |
| <b>TOTAL</b>               | <b>10 413 976</b> | <b>10 579 901</b> | <b>10 777 034</b> | <b>10 948 744</b> |



- + 1,7 % / 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                     | 5 894,8        | 5 988,7        | 6 100,3        | 6 197,5        |
| BT > 36 kVA                     | 883,5          | 897,6          | 914,3          | 928,9          |
| HTA                             | 2 349,1        | 2 386,6        | 2 431,0        | 2 469,8        |
| <b>TOTAL</b>                    | <b>9 127,4</b> | <b>9 272,9</b> | <b>9 445,6</b> | <b>9 596,1</b> |

La CRE envisage à ce stade de prendre en compte l'intégralité des prévisions proposées par EDF SEI en termes d'évolutions du nombre de consommateurs raccordés, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

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

| En M€ courants | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | Moyenne      |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>TOTAL</b>   | <b>368,1</b> | <b>379,4</b> | <b>392,6</b> | <b>406,9</b> | <b>386,8</b> |

Question 19 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution du chiffre d'affaires prévisionnel présentées par EDF SEI ?

#### 4.5 Niveau de dotations sur la période 2018-2021

Les niveaux de dotations sur la période 2018-2021, hors projet de comptage évolué, tels qu'ils résulteraient des orientations envisagées par la CRE à ce stade sont présentés dans le tableau ci-dessous :

| En M€ courants  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | Moyenne |
|---|-------|-------|-------|-------|---------|
| Chiffre d'affaires TURPE (A)  | 368,1 | 379,4 | 392,6 | 406,9 | 386,8   |
| Charges de capital (B)  | 227,0 | 240,2 | 252,7 | 262,5 | 245,6   |
| Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDF SEI (C) = (A) - (B) | 141,1 | 139,2 | 139,9 | 144,4 | 141,2   |
| <b>« Fourchette haute », hors projet de comptage évolué</b>   |       |       |       |       |         |
| Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (D)  | 302,4 | 310,9 | 318,6 | 325,5 | 314,4   |
| Niveau de dotation prévisionnel (E) = (D) - (C)   | 161,3 | 171,7 | 178,7 | 181,1 | 173,2   |
| <b>« Fourchette basse », hors projet de comptage évolué</b>   |       |       |       |       |         |
| Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (F)  | 293,3 | 298,4 | 304,2 | 311,6 | 301,9   |
| Niveau de dotation prévisionnel (G) = (F) - (C)   | 152,2 | 159,2 | 164,3 | 167,2 | 160,7   |

### 5. PRISE EN COMPTE DU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ D'EDF SEI

EDF SEI a soumis à la CRE un projet de comptage évolué, qui vise à déployer 1,2 million de compteurs entre 2018 et 2024 en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion.

La CRE considère que le niveau de dotation au titre du FPE doit tenir compte des coûts liés au déploiement de ce système de comptage évolué dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des économies réalisées par EDF SEI du fait de la mise en œuvre de ce projet.

Les charges additionnelles liées au projet de comptage évolué d'EDF SEI sont présentées ci-après. Ces charges sont détaillées dans la consultation publique portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI.

#### 5.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation additionnelles (comprenant les nouvelles charges d'exploitation ainsi que les coûts évités) à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2018 à 2021 sont les suivantes :

| En M€ courants                               | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Moyenne 2018-2021 |
|--|------|------|------|------|-------------------|
| Charges nettes d'exploitation additionnelles | 15,8 | 7,0  | 3,3  | -0,6 | 6,4               |

#### 5.2 Charges de capital

Les charges de capital additionnelles (comprenant les nouvelles charges de capital ainsi que les charges de capital évitées), couvertes par le TURPE, à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2018 à 2021 sont les suivantes :

| En M€ courants  | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Moyenne 2018-2021 |
|---|------|------|------|------|-------------------|
| Charges de capital additionnelles, couvertes par le TURPE | 3,0  | 6,5  | 11,3 | 16,8 | 9,4               |

### 5.3 Niveau de dotation supplémentaire lié au projet de comptage évolué

La prise en compte sur la période 2018-2021 des charges additionnelles liées au projet de comptage évolué d'EDF SEI aboutit, par rapport aux niveaux de dotation présentés au paragraphe 4.5, à une augmentation annuelle moyenne de 15,8 M€.

| En M€ courants   | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Moyenne 2018-2021 |
|--|------|------|------|------|-------------------|
| Niveau de dotation supplémentaire lié au projet de comptage évolué | 18,7 | 13,5 | 14,6 | 16,2 | 15,8              |

Compte-tenu des éléments présentés au paragraphe 4.5, le niveau de dotation prévisionnel total résultant sur la période 2018-2021 serait compris entre les fourchettes suivantes :

| En M€ courants  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | Moyenne 2018-2021 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------------------|
| Fourchette haute, y compris projet de comptage évolué | 180,1 | 185,2 | 193,3 | 197,3 | 189,0             |
| Fourchette basse, y compris projet de comptage évolué | 171,0 | 172,7 | 178,9 | 183,4 | 176,5             |

## 6. QUESTIONS

Q1 : Quelle est votre appréciation du bilan portant sur la période 2014-2016 ?

Q2 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'EDF SEI similaire à celui actuellement en vigueur pour Enedis dans le cadre du tarif TURPE 5 HTA-BT, selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

Q3 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

Q4 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant EDF SEI à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs « hors réseaux » au même titre que les charges d'exploitation ?

Q5 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE pour la mise en place d'incitations financières concernant la qualité d'alimentation ? Les indicateurs, les valeurs de référence et la force des incitations vous semblent-ils pertinents ?

Q6 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Q7 : Selon vous, les indicateurs envisagés permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'EDF SEI ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Q8 : 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 la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ?

Q9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter EDF SEI à réduire le volume de ses pertes ?

Q10 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?

Q11 : Etes-vous favorable à la mise en place du cadre de régulation des dépenses de R&D envisagé par la CRE ?

Q12 : Quelle est votre analyse de la trajectoire des dépenses et des programmes de R&D prévus par EDF SEI pour la période 2018-2021 ?

Q13 : Etes-vous favorable à la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par EDF SEI sur la période 2018-2021 ?

Q14 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de CRCP selon les modalités envisagées par la CRE ?

Q15 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans les conditions envisagées par la CRE ?

Q16 : Que pensez-vous des fourchettes haute et basse de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?

Q17 : Que pensez-vous de la méthodologie envisagée par la CRE pour calculer les charges de capital supportées par EDF SEI et couvertes par le TURPE 5 HTA-BT ?

Q18 : Que pensez-vous du niveau des paramètres envisagés pour le calcul des charges de capital d'EDF SEI pour la période 2018-2021 ?

Q19 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution du chiffre d'affaires prévisionnel présentées par EDF SEI ?

## **7. MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE**

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 12 janvier 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp4@cre.fr](mailto:dr.cp4@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 : MÉCANISME DE RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE ENVISAGÉ EN COMPLÉMENT DE CELUI PRÉVU 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 EDF SEI, 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 EDF SEI dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT.

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE propose de demander à EDF SEI 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 EDF SEI / 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 EDF SEI</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>- 68 % du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 ;</li> <li>- 73 % du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 ;</li> <li>- 78 % du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 ;</li> </ul>   |

|                    |   |
|--------------------|---|
|                    | - 83 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021.   |
| <b>Incitations</b> | <u>Incitations envisagées :</u><br>- Pénalités : 1000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence<br>- Bonus : 1000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence<br>- Valeur plancher des incitations : $\pm$ 320 k€<br>- Versement au travers du CRCP<br>- 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 EDF SEI</u>   |
| <b>Périmètre</b>   | - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD<br>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral<br>- Toutes catégories d'utilisateurs<br>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDF SEI |
| <b>Suivi</b>       | - Fréquence de calcul : trimestrielle<br>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle<br>- Fréquence de publication : annuelle<br>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle   |
| <b>Objectif</b>    | <u>Objectif envisagé :</u><br>- 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires  |
| <b>Incitations</b> | <u>Incitations envisagées :</u><br>- Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours.<br>- Valeur plancher des incitations : - 57 k€<br>- Versement au travers du CRCP<br>- 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>       | - Fréquence de calcul : trimestrielle<br>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle<br>- Fréquence de publication : annuelle<br>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle  |
| <b>Objectif</b>    | <u>Objectifs envisagés :</u><br>- 94,4 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 ;<br>- 95,4 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 ;<br>- 96 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 ;<br>- 97 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021.                                  |
| <b>Incitations</b> | <u>Incitations envisagées :</u><br>- Pénalités : 5500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence<br>- Bonus : 5500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence<br>- Valeur plancher des incitations : $\pm$ 308 k€<br>- 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**

|                    |   |
|--------------------|---|
| <b>Calcul</b>      | <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>  |
| <b>Périmètre</b>   | - Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement   |
| <b>Suivi</b>       | - Fréquence de calcul : trimestrielle<br>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle<br>- Fréquence de publication : annuelle<br>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle   |
| <b>Objectif</b>    | <u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u><br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 90 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 90 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 90 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %<br><u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u><br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 74 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 79 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 85 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %   |
| <b>Incitations</b> | <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u><br>- 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<br>- 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<br><br><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u><br>- 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<br>- 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<br><br>- Valeur plancher des incitations : ± 203 k€<br>- Versement au travers du CRCP |

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

|                  |   |
|------------------|---|
| <b>Calcul</b>    | <u>Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre</u>  |
| <b>Périmètre</b> | - Tous les raccordements en soutirage et en injection   |
| <b>Suivi</b>     | - Fréquence de calcul : trimestrielle<br>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle<br>- Fréquence de publication : annuelle<br>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle   |
| <b>Objectif</b>  | <u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u><br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 79 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 83 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 86 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %<br><u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u><br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 49 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 63 %<br>- du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 76 % |

|                    |   |
|--------------------|---|
|                    | - du 1 <sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %  |
| <b>Incitations</b> | <p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <p>- 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</p> <p>- Bonus : (182 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</p> <p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <p>- 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 &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</p> <p>- Bonus : (545€ x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</p> <p>- Valeur plancher des incitations : ± 427 k€</p> <p>- Versement au travers du CRCP</p> |

## 2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

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



## **ANNEXE 2 : DÉFINITION D'UN ÉVÉNEMENT 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.