

CONSULTATION PUBLIQUE

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 4 HTA-BT » pour les utilisateurs raccordés en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT), sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'application d'environ 4 ans, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013¹ (ci-après dénommée « délibération TURPE 4 HTA-BT »).

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Par ailleurs, l'article L. 341-3 du même code dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Les travaux d'élaboration de « TURPE 5 », ont débuté en 2015, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché.

La CRE a ainsi soumis à consultation publique, dès juillet 2015, ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs. Elle a ensuite adopté, le 18 février 2016, une délibération portant notamment orientations sur la structure du TURPE 5², qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et projette une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017. En mai 2016, la CRE a soumis à consultation publique les orientations qu'elle envisage de retenir concernant la structure des grilles tarifaires pour les TURPE 5 et concernant la prise en compte des coûts d'équilibrage³. Le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) Enedis a formulé une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2017-2020 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour le TURPE 5 HTA-BT, ainsi que les orientations de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant.

Les travaux d'élaboration du TURPE 5 HTA-BT prennent en compte les enjeux de la transition énergétique et du développement des réseaux électriques intelligents (« smartgrids »), tant du point de vue des évolutions envisagées en structure, présentées dans la consultation publique de la CRE de mai 2016, que du point de vue du cadre de régulation envisagé.

En ce qui concerne le cadre de régulation incitative, le bilan d'ensemble du TURPE 4 HTA-BT fait apparaître que ce cadre de régulation a globalement bien fonctionné et répondu aux objectifs de visibilité, d'efficacité et de simplicité.

La CRE, sur la base de ces résultats et d'une étude comparative internationale sur les cadres de régulation incitative utilisés dans plusieurs pays européens, envisage à ce stade de reconduire le cadre général de régulation en vigueur, tout en lui apportant quelques améliorations significatives. La principale évolution concerne l'introduction d'une régulation incitative visant à maîtriser les coûts unitaires d'investissement d'Enedis sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux.

¹ 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

² Délibération du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

³ Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

La période tarifaire TURPE 4 a donné lieu à une hausse cumulée du tarif de 3,8 %, à la suite des mouvements tarifaires suivants : + 3,6 % au 1^{er} janvier 2014, - 1,3 % au 1^{er} août 2014, + 0,4 % au 1^{er} août 2015 et + 1,1 % au 1^{er} août 2016. La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par Enedis, ainsi que d'une hypothèse médiane d'évolution du TURPE HTB au 1^{er} août 2017⁴, se traduiraient par une hausse du TURPE HTA-BT de + 6,6 % au 1^{er} août 2017, suivie d'une évolution annuelle égale à l'inflation.

A ce stade, la CRE envisage une évolution moins élevée au 1^{er} août 2017. Elle prévoit de :

- ne retenir qu'une partie des hausses de charges nettes d'exploitation demandées par Enedis pour la période TURPE 5 ;
- retenir la même méthode de calcul des charges de capital que la méthode retenue dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT ;
- dans le cadre de cette méthode de calcul des charges de capital, fixer le taux de rémunération des capitaux propres régulés dans une fourchette de 3,8 % à 4,3 % avant impôts et la marge sur actifs dans une fourchette de 2,4 % à 2,7 % avant impôts.

A titre d'illustration, si le taux de rémunération des capitaux propres régulés était fixé à 4,0 % et si la marge sur actifs était fixée à 2,5 %, l'évolution moyenne⁵ du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2017 pourrait être comprise entre 0 % et + 2,5 %, le tarif évoluant selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année suivante (hors évolution du CRCP).

Pour enrichir son analyse, la CRE a mandaté des consultants externes pour la réalisation d'études, dont les conclusions sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique. Ces études portent sur les sujets suivants :

- une étude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe ;
- un audit des charges d'exploitation d'Enedis pour la période 2014-2021 ;
- une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse critique de la demande d'Enedis concernant le calcul des charges de capital ;
- une étude comparative des niveaux des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité dans différents pays européens ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

La CRE envisage le calendrier suivant pour l'élaboration et l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT :

- la présente consultation publique sur le cadre de régulation et sur le niveau du TURPE 5 HTA-BT ;
- la délibération tarifaire de la CRE, après avis du Conseil supérieur de l'énergie (CSE), en novembre 2016 ;
- une entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT au 1^{er} août 2017.

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, a transmis à la CRE par lettre du 22 février 2016 des orientations de politique énergétique concernant les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Ces orientations, publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la consultation publique de mai 2016, sont prises en compte par la CRE dans ses travaux en vue de l'élaboration des tarifs TURPE 5.

Les acteurs sont invités à adresser leur réponse à la CRE au plus tard le 16 septembre 2016.

⁴ Hypothèse d'évolution du TURPE HTB de +7,1 % au 1^{er} août 2017, médiane de l'intervalle présenté dans la consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB

⁵ La CRE envisage également, à ce stade, des évolutions de la structure des tarifs, détaillées au paragraphe 3.6.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 septembre 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp8@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (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 : + 33.1.44.50.41.43 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les réponses individuelles non confidentielles seront publiées sur le site de la CRE.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme confidentielle ou anonyme. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

SOMMAIRE

1.	BILAN DU TARIF TURPE 4 HTA-BT	6
1.1	NIVEAU DU TARIF ET EVOLUTIONS ANNUELLES	6
1.2	COMPARAISON DU TARIF TURPE 4 HTA-BT PAR RAPPORT A UN ECHANTILLON DE PAYS EUROPEENS	6
1.3	CADRE DE REGULATION APPLICABLE A ENEDIS	7
1.4	CHARGES D'EXPLOITATION	7
1.5	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL	8
1.6	RECETTES TARIFAIRES	9
1.7	CONCLUSION DU BILAN DU TURPE 4 HTA-BT	10
2.	CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS TARIFS « TURPE 5 HTA-BT »	10
2.1	DATE D'ENTREE EN VIGUEUR ET D'EVOLUTION ANNUELLE DU TARIF ET DUREE DU TARIF	11
2.2	REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION ET DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT	12
2.2.1	Les charges d'exploitation	12
2.2.2	Les dépenses d'investissement	12
2.3	REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION POUR ENEDIS	15
2.3.1	Bilan du TURPE 4	15
2.3.2	Demande d'Enedis pour le TURPE 5	16
2.3.3	Principales orientations envisagées par la CRE pour le TURPE 5	16
2.3.4	Synthèse des propositions	20
2.4	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE	21
2.4.1	Evolution du périmètre des indicateurs	22
2.4.2	Evolutions du mécanisme d'incitation financière	25
2.4.3	Ajustement du mécanisme et des indicateurs en cours de période tarifaire	25
2.5	REGULATION INCITATIVE DES PERTES	26
2.5.1	Détermination du volume de référence	27
2.5.2	Détermination du coût de référence	28
2.6	REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DES RESEAUX ELECTRIQUE INTELLIGENTS	28
2.6.1	Dispositif de régulation incitative de R&D d'Enedis	29
2.6.2	Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	30
2.7	LE COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS	31
2.7.1	Traitement des recettes de prestations annexes	32
2.7.2	Les charges liées au Fonds de péréquation de l'électricité	32
2.7.3	La rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique	33
2.7.4	Les coûts liés à la prise en charge des impayés de la part acheminement des tarifs intégrés	33
2.7.5	Les redevances de concession	33
2.7.6	Les incitations financières résultant des autres mécanismes de régulation incitative	34
2.8	CLAUSE DE RENDEZ-VOUS	34
2.9	CADRE DE REGULATION SPECIFIQUE DU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE D'ENEDIS	34
3.	DEMANDE TARIFAIRE D'ENEDIS ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE	35
3.1	EVOLUTIONS TARIFAIRES DEMANDEES PAR ENEDIS	35
3.2	CHARGES D'EXPLOITATION	37
3.2.1	Demande d'Enedis	37

3.2.2	Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par Enedis	41
3.3	CHARGES DE CAPITAL.....	48
3.3.1	Méthode de calcul des charges de capital.....	48
3.3.2	Paramétrage du calcul des charges de capital.....	50
3.3.3	Niveau des investissements envisagés.....	51
3.3.4	Trajectoires prévisionnelles de charges de capital.....	52
3.4	REVENU AUTORISE SUR LA PERIODE TARIFAIRE 2017-2020.....	54
3.4.1	Solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT.....	54
3.4.2	Demande de prise en compte des coûts liés aux provisions pour renouvellement du réseau d'alimentation générale.....	54
3.4.3	Demande de prise en compte des coûts liés au Fonds de péréquation de l'électricité.....	54
3.4.4	Prise en compte du compte régulé de lissage pour le projet Linky.....	54
3.4.5	Rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique et composante de gestion du TURPE.....	55
3.4.6	Revenu autorisé d'Enedis pour la période TURPE 5.....	55
3.5	HYPOTHESES DE CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL.....	56
3.6	TRAJECTOIRE ENVISAGEE D'EVOLUTION DU TURPE 5 HTA-BT.....	57
4.	SYNTHESE DES QUESTIONS POSEES.....	59
	ANNEXE : MISE A JOUR DU MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	61

1. BILAN DU TARIF TURPE 4 HTA-BT

Le bilan de l'application du TURPE 4 HTA-BT présenté ci-après s'appuie sur une étude externe portant sur la régulation incitative des opérateurs européens d'infrastructures d'électricité et de gaz, sur un audit externe des charges d'exploitation d'ENEDIS ainsi que sur les analyses propres de la CRE.

Les études externes sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique.

1.1 Niveau du tarif et évolutions annuelles

Le TURPE 4 HTA-BT est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2014, pour une durée d'environ quatre ans.

Pour l'établissement de ce tarif, la CRE a défini le revenu tarifaire prévisionnel d'Enedis sur le fondement :

- des charges nettes d'exploitation prévisionnelles de l'opérateur ;
- des charges de capital calculées à partir de l'application d'un taux sans risque nominal (fixé à 4 %) aux capitaux propres régulés d'Enedis et d'une marge sur actifs (fixée à 2,5 %) appliquée à une base d'actifs régulés (BAR) définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1^{er} janvier de l'année (hors immobilisations financières et immobilisations en cours) ;
- du solde du CRCP des périodes tarifaires précédentes non encore apuré ;
- d'une formule d'évolution annuelle du tarif au 1^{er} août de chaque année du type « IPC + K » tenant compte de l'inflation (terme « IPC ») et de l'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP, terme « K » plafonné à +/- 2 %).

Les évolutions annuelles, prévues par la délibération tarifaire TURPE 4 HTA-BT, ont été les suivantes :

- au 1^{er} janvier 2014 : + 3,6 % (entrée en vigueur du TURPE 4 HTA-BT, associée à une évolution de la structure des grilles tarifaires) ;
- au 1^{er} août 2014 : - 1,3 % ;
- au 1^{er} août 2015 : + 0,4 % ;
- au 1^{er} août 2016 : + 1,1 %.

Les évolutions annuelles ont été mises en œuvre conformément aux dispositions prévues par la délibération TURPE 4 HTA-BT. Les délibérations associées ont été publiées dans des délais compatibles avec la bonne information des acteurs du marché, et le calcul des évolutions annuelles n'a pas présenté de difficulté particulière, dans la mesure où les règles de calcul étaient clairement définies dans la délibération TURPE 4 HTA-BT.

L'évolution du TURPE 4 HTA-BT au 1^{er} août 2016 a donné lieu à une délibération tarifaire prenant en compte, de manière exceptionnelle, les coûts liés à l'exécution des contrats de prestations de services conclus entre Enedis et des fournisseurs, au titre de la gestion de la relation contractuelle pour l'accès au réseau avec les clients en contrat unique⁶.

1.2 Comparaison du tarif TURPE 4 HTA-BT par rapport à un échantillon de pays européens

La CRE a mandaté un consultant externe pour mener, au 1^{er} semestre 2016, une étude comparative du TURPE 4 HTA-BT avec les tarifs de distribution d'électricité d'un échantillon représentatif de GRD de cinq pays européens (Allemagne, Espagne, Italie, Pays-Bas et Royaume-Uni), à partir de données publiques complétées par des informations collectées auprès des GRD et des régulateurs des pays étudiés.

Les résultats de cette étude montrent que le tarif de distribution français se classe parmi les tarifs les moins élevés de l'échantillon pour les consommateurs résidentiels ayant une faible consommation annuelle et se situe juste au-dessus de la médiane pour les consommateurs résidentiels ayant une consommation annuelle supérieure ou égale à 4,5 MWh. Pour les consommateurs professionnels, le TURPE 4 HTA-BT se situe légèrement en-dessous de la moyenne des tarifs de l'échantillon. Enfin, le tarif français se situe légèrement en dessous de la valeur médiane pour les consommateurs industriels, et assez sensiblement en dessous de la valeur moyenne.

Il s'agit d'un classement « brut » ne prenant pas en compte les paramètres externes pouvant expliquer les différences de niveaux de tarifs entre pays (longueur des réseaux, nombre de consommateurs, coût du travail, etc.).

Cette étude est publiée en même temps que la présente consultation publique.

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2016 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

1.3 Cadre de régulation applicable à Enedis

Le TURPE 4 HTA-BT applicable à Enedis définit un cadre de régulation incitative proche de celui mis en place par le TURPE 3. Ce cadre de régulation incite l'opérateur à maîtriser ses coûts et à améliorer la continuité d'alimentation des utilisateurs ainsi que sa qualité de service. Il donne à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité et réduit certains des risques supportés par Enedis. Les principales caractéristiques du cadre de régulation du TURPE 4 HTA-BT sont les suivantes :

- la conservation par l'opérateur de l'intégralité des gains et des pertes réalisés par rapport à la trajectoire de charges nettes d'exploitation hors coûts liés au système électrique ;
- une couverture du risque lié aux variations des recettes tarifaires perçues par Enedis (hors effet de l'indexation du tarif sur l'inflation), des recettes de prestations annexes, des contributions liées au raccordement, des charges d'accès au réseau de transport et des autres coûts liés au système électrique, du montant des immobilisations démolies ainsi que des charges de capital, à travers le mécanisme du CRCP ;
- des mécanismes d'incitations financières visant à améliorer la continuité d'alimentation et la qualité de service. Ces mécanismes fonctionnent globalement bien, la continuité d'alimentation ainsi que la qualité du service rendu aux utilisateurs s'étant améliorées sur la période tarifaire :
 - concernant la continuité d'alimentation, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors travaux sur les réseaux gérés par Enedis, de 64,05 min en 2014 et 61,13 min en 2015, a été inférieure aux durées de référence prévues par la délibération TURPE 4 (68 min en 2014 et 67 min en 2015) ;
 - cet indicateur a donné lieu à un bonus au bénéfice d'Enedis de 18 M€ en 2014 et 28 M€ en 2015 au titre de la continuité d'alimentation ;
 - concernant la qualité de service, le taux de disponibilité du portail fournisseur (99,75 % en 2014 et 99,31 % en 2015) a été supérieur à l'objectif cible de 99 %, et le nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours a baissé de 5 158 en 2014 à 3 753 en 2015 ;
 - ces deux indicateurs, ainsi que les autres indicateurs liés à la qualité de service, ont donné lieu à un bonus au bénéfice d'Enedis de 626 k€ en 2014 et 218 k€ en 2015 au titre de la qualité de service.
- un suivi des programmes d'investissement et des coûts unitaires d'investissement. Les travaux menés par la CRE et par Enedis ont permis d'aboutir à la mise en place d'indicateurs de suivi des coûts unitaires, permettant ainsi à la CRE d'envisager un renforcement du dispositif sur la période tarifaire à venir ;
- un cadre de régulation favorable à la recherche et au développement, associé à un suivi des actions menées à ce titre ;
- une méthode de calcul des charges de capital assise sur la valeur des actifs gérés par Enedis et tenant compte des particularités du régime concessif pour la distribution d'électricité en France.

D'une manière générale, la CRE considère que les mécanismes de régulation incitative mis en place pour la période tarifaire TURPE 4 HTA-BT ont globalement bien fonctionné et ont répondu aux objectifs de visibilité, d'efficacité et de simplicité.

1.4 Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation réalisées par Enedis sur la période 2014-2015 ont été significativement inférieures aux charges prévisionnelles.

Sur la période TURPE 4, les charges nettes d'exploitation (CNE) réalisées par Enedis comprennent notamment les charges afférentes au projet Linky, dont la trajectoire de CNE a été définie et validée par la CRE dans sa délibération du 17 juillet 2014⁷. Pour les besoins de la comparaison entre les CNE réalisées d'Enedis incluant les CNE Linky, et la trajectoire de CNE prévue dans la délibération TURPE 4 HTA-BT hors CNE Linky, une trajectoire prévisionnelle « TURPE 4L » est construite et correspond à la somme des trajectoires de CNE du TURPE 4 HTA-BT et Linky.

Le tableau ci-dessous présente les écarts entre la trajectoire de charges nettes d'exploitation réalisées par Enedis pour les années 2014 et 2015 d'une part, et la trajectoire de CNE prévisionnelles TURPE 4L retraitées de l'inflation constatée d'autre part :

⁷ Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

En M€ courants	2014	2015
Charges nettes d'exploitation prévisionnelles TURPE 4L, retraitées de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif	9 048	9 155
Charges nettes d'exploitation réalisées (y compris CICE ⁸)	8 647	8 704
<i>Ecart</i>	- 401	- 450

Retraité des postes « charges d'accès au réseau public de transport » et « autres charges liées au système électrique » dont les évolutions sont couvertes par le mécanisme du CRCP⁹, l'écart cumulé constaté entre la trajectoire prévisionnelle du TURPE 4L et la trajectoire réalisée, incluant le crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE), en 2014 et 2015, est de - 248 M€ en faveur d'Enedis :

En M€ courants	2014	2015
Charges nettes d'exploitation prévisionnelles TURPE 4L, retraitées de l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle du tarif - hors charges liées au système électrique	4 349	4 439
Charges nettes d'exploitation réalisées (y compris CICE) - hors charges liées au système électrique	4 286	4 253
<i>Ecart</i>	- 63	- 186

Cet écart cumulé s'explique principalement :

- par la prise en compte du CICE à hauteur de - 101 M€, soit 1,1 % du total des charges nettes d'exploitation prévisionnelles ;
- par des moindres charges relatives au poste « autres achats et services » en partie compensées par des charges plus élevées sur le poste « autres charges d'exploitation ».

Le projet Linky, dont les coûts d'exploitation ont été intégrés dans les trajectoires de CNE réalisées 2014-2015 et prévisionnelles TURPE 4L, a subi un retard de démarrage générant une sous-réalisation des dépenses de + 14 M€ cumulés sur les années 2014 et 2015 par rapport au plan d'affaires Linky validé en 2014. Enedis prévoit de rattraper ce retard dès 2016 avec un déploiement accéléré des compteurs Linky jusqu'en 2018.

L'année 2015 présente un écart de - 186 M€, hors charges liées au système électrique, entre les CNE prévisionnelles et les charges réalisées. Ce niveau de charges et le niveau d'efficience ainsi révélé seront pris en compte par la CRE pour fixer le prochain tarif, de façon à ce que les consommateurs bénéficient des gains de productivité réalisés par Enedis.

1.5 Investissements et charges de capital

En 2014 et en 2015, les montants d'investissements réalisés par Enedis ont été inférieurs aux prévisions du plan d'affaires prévisionnel du TURPE 4 HTA-BT. La baisse des investissements liés au raccordement de nouveaux utilisateurs aux réseaux publics de distribution, du fait d'un volume moins important de demandes de raccordement, explique la majorité des écarts constatés, comme présenté dans le tableau ci-dessous.

⁸ Crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi

⁹ A l'exception des charges relatives au raccordement des postes sources au réseau de transport

Investissements	BP TURPE 4		Réalisé		Ecart	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Raccordements et renforcements	1 631	1 705	1 501	1 396	-130	-309
Réglementation, sécurité des tiers et voirie	408	418	397	370	-11	-48
Outils de travail et moyens d'exploitation	308	290	330	315	22	25
Qualité et modernisation du réseau	942	965	904	970	-38	5
Total	3 289	3 378	3 132	3 052	-157	-326

En 2014 et en 2015, les charges de capital réalisées ont été inférieures aux charges de capital prévisionnelles, comme présenté dans le tableau ci-dessous.

Charges de capital (M€ courant)	BP TURPE 4		Réalisé		Ecart	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Capitaux propres régulés (CPR) au 01/01/N	3 818	4 608	3 342	3 739	-476	-869
Base d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	45 508	47 289	45 056	46 299	-452	-990
Rémunération de la BAR et des CPR	1 371	1 463	1 331	1 385	-40	-78
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	211	187	143	88	-68	-99
Dotations nettes aux amortissements	2 116	2 229	2 182	2 199	66	-30
Charges de capital (hors Linky)	3 698	3 879	3 656	3 672	-42	-207

L'écart entre les deux trajectoires est expliqué par :

- des montants d'investissements inférieurs aux prévisions (cf. *supra*) ;
- une dynamique de remises gratuites d'ouvrages plus faibles que la prévision qui tenait compte d'une croissance de 2,5% par an en moyenne des remises ;
- le remplacement d'ouvrages en concession par des nouveaux ouvrages dont la fin de la durée de vie comptable est postérieure à la fin du contrat de concession, ce qui diminue les dotations à la provision pour renouvellement ;
- des dotations aux amortissements plus importantes que prévues en raison, notamment, d'amortissements accélérés sur des compteurs.

Pour rappel, le cadre de régulation incitative du TURPE 4 HTA-BT ne prévoit pas d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement, les charges de capital associées entrant en totalité dans le périmètre du CRCP.

1.6 Recettes tarifaires

En 2014 et en 2015, les recettes tarifaires d'Enedis ont été inférieures aux prévisions prises en compte dans le plan d'affaires prévisionnel pour la période TURPE 4, comme présenté dans le tableau ci-dessous. Ces différences s'expliquent essentiellement par un climat chaud, tendant à diminuer les consommations, en 2014 et en 2015.

M€	2014	2015
Recettes tarifaires prévisionnelles à tarif réalisé	12 693	12 750
Recettes tarifaires réelles	12 285	12 558
<i>Ecart</i>	-3,22 %	-1,51 %

Pour rappel, le cadre de régulation incitative du TURPE 4 prévoit que les écarts entre les recettes tarifaires prévisionnelles d'Enedis et les recettes réalisées sont compensés intégralement à travers le CRCP.

1.7 Conclusion du bilan du TURPE 4 HTA-BT

Le retour d'expérience montre que le TURPE 4 HTA-BT a rempli les objectifs fixés lors de son élaboration :

- une bonne visibilité sur la trajectoire du tarif a été apportée à l'ensemble des acteurs de marché en cohérence avec la trajectoire d'évolution prévue ;
- Enedis a réalisé des gains de productivité sur la période 2014-2015, dont les utilisateurs bénéficieront sur les périodes tarifaires suivantes ;
- Enedis a réalisé les investissements nécessaires, sans que soit constatée une dérive des dépenses d'investissement ;
- les mécanismes de régulation incitative mis en place ont permis une amélioration de la continuité d'alimentation et de la qualité de service ;
- les recettes tarifaires n'ont pas fait apparaître d'écart très significatif avec les prévisions, permettant d'assurer l'équilibre tarifaire de façon satisfaisante au cours de la période.

Question 1 : Quel est votre retour d'expérience sur le TURPE 4 HTA-BT entré en vigueur le 1^{er} janvier 2014 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du TURPE 4 HTA BT ?

2. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS TARIFS « TURPE 5 HTA-BT »

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE, dans ses délibérations relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, peut « prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Le bilan des mécanismes de régulation incitative prévus par la délibération TURPE 4 HTA-BT est positif (voir paragraphe 1.3). La CRE envisage donc de reconduire les principes du cadre de régulation en vigueur incitant Enedis à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

Elle envisage, par ailleurs, de faire évoluer le cadre existant, sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et de l'étude externe sur la régulation incitative menée par la CRE, ainsi que pour introduire de nouvelles incitations.

Le cadre de régulation du TURPE 5 HTA-BT s'appuierait sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} août 2017, avec une évolution au 1^{er} août de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- 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 une régulation incitative 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 Enedis et certains autres gestionnaires de réseau 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 Enedis ;
- des incitations à l'amélioration de l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- 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 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 TURPE 5 HTA-BT et les charges et les produits réels ;
- une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application du tarif, 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 2019 et 2020 ;
- une clause de rendez-vous, permettant d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTA-BT, soit à l'été 2019.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du TURPE 5 HTA-BT entre 2017 et 2020. Il incite le gestionnaire de réseau Enedis à améliorer son efficacité tout en le protégeant des risques liés, notamment, à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les deux dernières années de la période tarifaire.

2.1 Date d'entrée en vigueur et d'évolution annuelle du tarif et durée du tarif

Après son entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2014, le TURPE 4 HTA-BT a évolué, chaque année, au 1^{er} août. La CRE avait indiqué, dans sa consultation publique de mai 2016¹⁰, qu'elle envisageait une entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT à l'été 2017.

Une date d'entrée en vigueur et d'évolution annuelle fixée au 1^{er} juillet séparerait chaque année en deux périodes égales et ferait coïncider l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT avec celles des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Cependant, l'article L. 337-4 du code de l'énergie prévoit que la CRE transmet ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, qui disposent d'un délai de trois mois pour s'y opposer. Pour tenir compte de l'objectif d'une entrée en vigueur simultanée des tarifs réglementés de vente et du TURPE HTA-BT, la proposition de la CRE concernant les tarifs réglementés de vente, qui doit prendre en compte l'évolution prévisionnelle du TURPE, doit intervenir trois mois avant l'entrée en vigueur de l'évolution annuelle du TURPE. Ce calendrier n'est pas compatible avec une entrée en vigueur ou une évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1^{er} juillet, les informations nécessaires pour déterminer l'évolution annuelle du TURPE n'étant pas connues au 1^{er} avril.

La CRE envisage donc, à ce stade, une date d'entrée en vigueur puis d'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1^{er} août, qui permettrait la simultanéité des évolutions du TURPE et de celles des tarifs réglementés de vente.

En France, la durée des tarifs d'utilisation des réseaux électriques et des infrastructures gazières en vigueur est d'environ quatre ans. Les 4 pays étudiés dans l'étude externe menée sur la régulation incitative en Europe¹¹ ont des périodes de régulation s'échelonnant de 5 à 8 ans (avec 2 pays à 5 ans). Le consultant s'est interrogé sur la pertinence d'un allongement de la durée des tarifs en France. Il relève qu'un allongement de la période de régulation des tarifs apporterait peu de bénéfices au regard des difficultés de mise en œuvre. En effet, un tel allongement nécessiterait la mise en place de mécanismes de révision en cours de période tarifaire qui auraient pour inconvénients de limiter la visibilité sur l'évolution des tarifs pour l'ensemble des acteurs et de réduire le caractère incitatif de la régulation. Le consultant recommande en conséquence de conserver une durée de quatre ans pour la prochaine période de régulation.

La CRE partage cette conclusion. Elle envisage de conserver la durée d'application du TURPE HTA-BT de quatre années environ, soit du 1^{er} août 2017 au 31 juillet 2021 environ, avec une évolution au 1^{er} août de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies.

¹⁰ Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

¹¹ Etude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe, publiée sur le site Internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique.

Question 2 : Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain TURPE HTA-BT ? Sinon, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ?

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

2.2.1 Les charges d'exploitation

Le tarif TURPE 4 HTA-BT actuellement en vigueur incite Enedis à maîtriser ses charges d'exploitation. En effet, les charges d'exploitation couvertes par les tarifs s'appuient uniquement sur les trajectoires prévisionnelles définies en début de période tarifaire, à l'exception des charges entrant dans le périmètre du CRCP. Les surcoûts et les économies réalisés par Enedis par rapport à ces trajectoires sont conservés intégralement par l'opérateur.

A ce stade, la CRE envisage de reconduire pour le tarif TURPE 5 HTA-BT les principes de régulation incitative des charges d'exploitation du TURPE 4 HTA-BT, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux atteints au cours de la période TURPE 4, permettant de restituer aux utilisateurs les bénéfices des efforts de productivité réalisés par Enedis au cours de cette période. Les gains et pertes supplémentaires que l'opérateur pourrait réaliser sur les charges d'exploitation au cours de la prochaine période tarifaire seraient donc conservés ou supportés à 100 % par Enedis.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2017-2021 ont fait l'objet de prévisions d'Enedis, auditées par un consultant externe¹². Le consultant s'est appuyé, notamment, sur le niveau de productivité atteint par Enedis en 2015, et a analysé les évolutions demandées par Enedis à partir de cette base. L'année 2015 est en effet la dernière année pour laquelle les niveaux réalisés de charges nettes d'exploitation sont connus.

Question 3 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'Enedis selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

2.2.2 Les dépenses d'investissement

Dans le cadre tarifaire en vigueur, les écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées sont couverts à 100 % par le TURPE à travers le CRCP. L'incitation à l'amélioration de l'efficacité des dépenses d'investissements est donc limitée. A l'inverse, la majorité des charges d'exploitation d'Enedis hors charges liées au système électrique n'entrent pas dans le périmètre du CRCP et font donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation peut introduire une distorsion dans les choix de l'opérateur entre des solutions impliquant des investissements et celles impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

La CRE envisage 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 ».

2.2.2.1 Les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

Le mécanisme envisagé par la CRE 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), sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux.

L'étude réalisée par un consultant externe pour le compte de la CRE¹³ montre que des mécanismes de régulation incitative des coûts d'investissements ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommande à la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

¹² Audit des charges d'exploitation d'Enedis

¹³ Etude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe.

A l'instar de ce qu'elle a décidé pour le tarif ATRD 5 de GRDF¹⁴, la CRE envisage la mise en œuvre pour la période TURPE 5 d'un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux gérés par Enedis. Ce mécanisme s'appuierait sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par Enedis, prenant en compte leurs caractéristiques techniques ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps.

Pour chaque année de la période TURPE 5, l'application de ce mécanisme consiste à évaluer la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

Cette différence, positive ou négative, reflète notamment l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle ferait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau, à travers la prise en compte au CRCP d'une incitation (bonus ou malus) proportionnelle à cette différence. Ce mécanisme aurait donc pour effet d'inciter Enedis à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés.

Dans la continuité du TURPE 4 HTA-BT, les investissements concernés entreraient dans la base d'actifs régulés (BAR) d'Enedis 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 resteraient donc couvertes sur la base de leur valeur effective.

Le modèle de coûts unitaires de référence des investissements

Les immobilisations incitées (1 448 M€ en 2013) représentent en 2013 environ 53 % des investissements d'Enedis dans les réseaux (2 736 M€ en 2013), et environ 46 % des investissements totaux (3 177 M€ en 2013).

Les investissements incités comprendraient :

- les ouvrages de réseau HTA souterrain (724 M€ en 2013) ;
- les ouvrages de réseau BT aérien et souterrain (481 M€ en 2013) ;
- les branchements consommateurs et producteurs inférieurs à 36 kVA (243 M€ en 2013).

Les autres investissements dans les réseaux, ne faisant pas l'objet d'incitation à la maîtrise des coûts unitaires, concernent notamment les postes sources, les postes de transformation HTA / BT et les compteurs. Ces investissements ne font en effet pas ressortir de catégories suffisamment homogènes pour entrer dans le mécanisme de régulation incitative envisagé.

Les investissements entrant dans le périmètre du mécanisme de régulation incitative sont regroupés en 20 catégories définissant les cinq natures d'ouvrages précitées et quatre zones de densité urbaine. Au sein de chacune de ces catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- le cas échéant (pour les investissements hors branchements), une part variable en fonction de la longueur de l'ouvrage concerné (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires.

Les valeurs de ces paramètres sont estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2012 et 2014.

La modélisation proposée permet d'estimer de façon satisfaisante la valeur totale d'un nombre important d'immobilisations. Si la valeur de chaque investissement pris isolément dépend de nombreux facteurs et présente une forte variabilité, les influences des facteurs autres que le type d'investissement, la zone de densité urbaine et la longueur, se compensent en grande partie.

La trajectoire d'évolution des coûts unitaires de référence

Le modèle défini précédemment fait apparaître des coefficients d'évolution annuelle des coûts unitaires de référence pour chacune des années 2012, 2013 et 2014. Ces coefficients définissent une trajectoire d'évolution des coûts unitaires de référence, qui peut être prolongée par une trajectoire « cible » pour les années de la période TURPE 5.

L'évolution des coûts unitaires de référence dépend :

- de l'évolution du niveau général des prix des prestations de travaux, de la main d'œuvre et du matériel, mesurée par des indices sectoriels publiés par l'INSEE ;

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

- de l'évolution de la nature des travaux réalisés, notamment du fait d'évolutions des contraintes réglementaires applicables ;
- des efforts de productivité menés par Enedis.

Indépendamment de l'évolution de la nature des investissements réalisés, Enedis considère que l'évolution des coûts unitaires de ses investissements est retranscrite de manière satisfaisante par la pondération d'un panier d'indices INSEE reflétant l'évolution des prix des matériels de distribution et de commande électrique, des travaux publics et du coût horaire de la main d'œuvre des industries mécaniques et électriques.

Enedis a cependant présenté des facteurs pouvant conduire à des évolutions importantes de la nature des travaux à réaliser et du déroulement des travaux, conduisant à une augmentation des coûts unitaires des investissements réalisés. Il s'agit principalement :

- de l'évolution des contraintes résultant des règlements de voirie ;
- des évolutions réglementaires concernant les prescriptions de sécurité pour le déroulement des chantiers ;
- des procédures réglementaires de prévention des risques liés à la présence d'enrobés amiantés.

Enedis estime que ces seules évolutions pourraient conduire à une augmentation significative des coûts unitaires de référence sur la période 2016-2020, au-delà de l'évolution des indices sectoriels. Enfin, Enedis propose de mettre en place un objectif annuel de productivité sur la trajectoire de coûts unitaires.

Les modèles de coût de chaque catégorie d'investissement, ainsi que le coefficient annuel d'évolution, figureront dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire.

Le niveau de l'incitation

La CRE envisage à ce stade de fixer le montant de l'incitation (bonus / malus) à 20 % de la différence entre le coût total théorique et le coût total effectif des ouvrages mis en service une année donnée. Cette incitation serait limitée à +/- 30 M€ par an, et serait versée au CRCP chaque année.

Question 4 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant Enedis à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

2.2.2.2 Les investissements hors réseaux

La CRE souhaite inciter Enedis 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, les véhicules et les systèmes d'information. 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 tarifaire du TURPE 5 la trajectoire d'évolution de ces charges de capital, 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.

La CRE envisage toutefois de ne pas inclure les projets de systèmes d'information (SI), d'une ampleur significative, dans ce mécanisme. En effet, il est souhaitable de maintenir la capacité d'Enedis à répondre à des besoins du marché qui nécessiteraient des évolutions majeures des SI en cours de période tarifaire et dont les coûts et les calendriers sont difficilement prévisibles. Ainsi, les charges de capital liées à ces projets continueront d'être couvertes en totalité à travers le mécanisme du CRCP. A ce stade la CRE envisage d'exclure les projets d'Enedis suivants :

- GINKO / CINKE / STM (refonte de la chaîne client C5) ;
- Interfaces Clients et Services de Données ;
- Programme SmartGrid.

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 qui seraient exclues du périmètre du CRCP et qui seraient donc incitées serait de l'ordre de 213 M€/an en moyenne sur la période 2017-2020. Les trajectoires prévisionnelles de charges de capital pour ces postes sont analysées dans le cadre de l'audit des charges nettes d'exploitation d'Enedis mené pour le compte de la CRE par un consultant externe. Les conclusions définitives de cet audit, en ce qui concerne ces trajectoires, ne sont pas encore connues.

Question 5 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant Enedis à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

2.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation pour Enedis

2.3.1 Bilan du TURPE 4

2.3.1.1 Cadre général

Dans le cadre du TURPE 3, la CRE a introduit un mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation pour Enedis visant 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. Ce mécanisme de type bonus/malus s'appuyait sur la durée moyenne de coupure constatée sur les réseaux publics de distribution d'électricité afin d'inciter Enedis à délivrer le niveau de qualité socialement désirable.

Dans le cadre du TURPE 4, ce dispositif a été reconduit et renforcé.

Afin de limiter le risque financier pour Enedis, le périmètre des coupures supérieures à 3 minutes retenu pour le TURPE 4 tient compte des coupures pour travaux mais exclut les événements exceptionnels suivants :

- 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 GRD ;
- 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.

2.3.1.2 Dispositif mis en place

Pour Enedis, la CRE a fixé une valeur de référence à 68 minutes pour la durée moyenne de coupure en 2014 des utilisateurs raccordés en BT en l'abaissant d'une minute par an pour la période 2015-2017 en cohérence, notamment, avec la trajectoire d'investissement d'Enedis.

Le montant de l'incitation financière défini par le TURPE 4 a été calibré de telle façon qu'au point d'équilibre (bonus/malus = 0 M€) la valorisation marginale de la minute de coupure soit équivalente à 4,3 M€/minute contre 4 M€/minute dans le cadre du TURPE 3. Le montant des incitations a en outre été limité à 54,2 M€ par an correspondant à environ 0,5 % de son chiffre d'affaire.

Il n'existe pas dans le TURPE 4 de régulation incitative pour les utilisateurs raccordés en HTA.

Le TURPE 4 prévoit également le versement par Enedis aux utilisateurs d'une pénalité égale à 20 % de la part fixe et puissance¹⁵ du TURPE par période de 6 heures d'interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris les événements exceptionnels, hors défaillance due au réseau public de transport.

Enfin, en complément, la CRE a mis en place le suivi de plusieurs indicateurs pour Enedis, notamment concernant la fréquence moyenne annuelle de coupure des utilisateurs raccordés en BT.

2.3.1.3 Bilan des incitations du TURPE 4

L'évolution de la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT, hors causes liées aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport, est positive pour les consommateurs finals avec une tendance à la baisse.

Année	Durée moyenne de coupure en BT ¹⁶			Fréquence moyenne de coupure en BT
	Cibles TURPE (min)	Réalisé Enedis (min)	Incitation financière (M€)	Réalisé Enedis (coupure/an)
2017	65	-	-	-
2016	66	-	-	-
2015	67	61,1	+28	2,5
2014	68	64,1	+18	2,64
2013	52	66,7	-46	2,89
2012	52	58,8	-24	2,7
2011	54	52,3	+7	2,6
2010	55	62,2	-26	3,1

Pendant la période tarifaire TURPE 4, Enedis a été en dessous des objectifs et a ainsi bénéficié d'un bonus de 46 M€ avec une durée moyenne de coupure qui a diminué de 3 minutes depuis l'entrée en vigueur du TURPE 4. La CRE constate qu'Enedis possède encore des marges de progression pour diminuer la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés sur les réseaux BT.

2.3.2 Demande d'Enedis pour le TURPE 5

Pour le TURPE 5, Enedis propose de conserver une durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT qui ne tient pas compte des coupures à la suite d'une défaillance du réseau public de transport et d'événements exceptionnels. Concernant la cible, ENEDIS « propose par ailleurs de définir des objectifs intégrant une diminution d'une minute tous les deux ans [...] afin d'installer la France à l'horizon 2030 à un niveau de qualité sous les 60 minutes »..

Concernant le dispositif « 20 %-6h », Enedis souhaite le maintenir en apportant une modification sur la couverture tarifaire ex ante du dispositif. Enedis souhaite ainsi que cette couverture soit portée de 25 M€ à 28 M€ par an.

2.3.3 Principales orientations envisagées par la CRE pour le TURPE 5

La CRE envisage de compléter l'incitation sur la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT par des incitations sur la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA et sur les fréquences moyennes de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA. La CRE envisage par ailleurs de fixer les niveaux de référence au regard de l'analyse des performances atteintes au cours des années antérieures.

En parallèle, la CRE considère qu'il est nécessaire de mieux prendre en compte la valeur de l'énergie non distribuée (END) pour définir la force de l'incitation tout en maintenant un plancher et un plafond global pour limiter le risque financier pour Enedis.

¹⁵ La part annuelle prise en compte est égale à la somme de la composante annuelle de gestion, de la composante annuelle de comptage et de la part proportionnelle à la puissance souscrite de la composante annuelle des soutirages.

¹⁶ La durée est calculée selon le critère retenu par le TURPE en vigueur. Les coupures consécutives aux travaux sont prises en compte dans le calcul du critère retenu par le TURPE 4, ce qui n'était pas le cas pour le TURPE 3.

Enfin, le mécanisme encadrant le versement de pénalités aux utilisateurs pour des coupures longues serait simplifié pour être rendu plus lisible que le mécanisme « 20 % / 6 heures » actuel. La durée de 6 heures pourrait également être ramenée à 5 heures, et le mécanisme serait étendu aux entreprises locales de distribution (ELD) et à EDF SEI.

2.3.3.1 Etude externe

Dans le cadre des travaux tarifaires portant sur l'élaboration du TURPE 5, la CRE a confié à un cabinet externe une étude visant à analyser la régulation incitative de la continuité d'alimentation mise en œuvre depuis le TURPE 3 afin d'identifier les évolutions potentielles de ces dispositifs.

Le cabinet externe a analysé pour RTE et Enedis les données historiques des indicateurs relatifs aux mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation. Le cabinet externe a analysé les conséquences des évolutions des indicateurs intervenues entre le TURPE 3 et le TURPE 4 sur les niveaux atteints, ainsi que l'impact des cas d'exclusion de certains événements, exceptionnels ou non, du calcul des durées et des fréquences moyennes de coupures.

Son approche s'appuie, d'une part, sur la comparaison des mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation mis en place dans certains pays européens, avec un focus sur cinq pays européens (l'Italie, le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne et la Suède) et, d'autre part, sur la littérature académique existante.

Sur la base de cette analyse, le cabinet externe propose à la CRE les évolutions du mécanisme décrites ci-après pour la période du TURPE 5. Cette étude est publiée en parallèle du document de consultation publique sur le site Internet de la CRE.

Une seconde phase de l'étude concerne l'analyse, sur un périmètre similaire, de la continuité d'alimentation sur les réseaux publics gérés par les ELD et EDF SEI. Elle sera publiée ultérieurement.

2.3.3.2 La force des incitations

Le cabinet externe privilégie, comme au Royaume-Uni, en Allemagne, en Italie et en Suède, une formulation linéaire de l'incitation financière en lieu et place de la formulation logarithmique utilisée pour les TURPE 3 et 4.

Par ailleurs, selon la littérature économique, la structure du mécanisme incitatif est plus efficace lorsque la prime/pénalité reflète la totalité du gain/coût pour le consommateur. En conséquence, le cabinet externe propose de retenir 100 % de la valeur de l'énergie non distribuée (END) pour les indicateurs incités financièrement et de réévaluer en conséquence le plafond et le plancher global des incitations.

2.3.3.3 La durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT

Dans son étude, le cabinet externe a étudié l'évolution de la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT hors événements exceptionnels (également appelé le critère BHIX) et hors causes liées au réseau public de transport depuis 2006 qui prend en compte uniquement les coupures de plus de 3 minutes. Il constate que l'essentiel du critère BHIX hors causes liées au réseau public de transport s'explique par des incidents climatiques ou matériels.

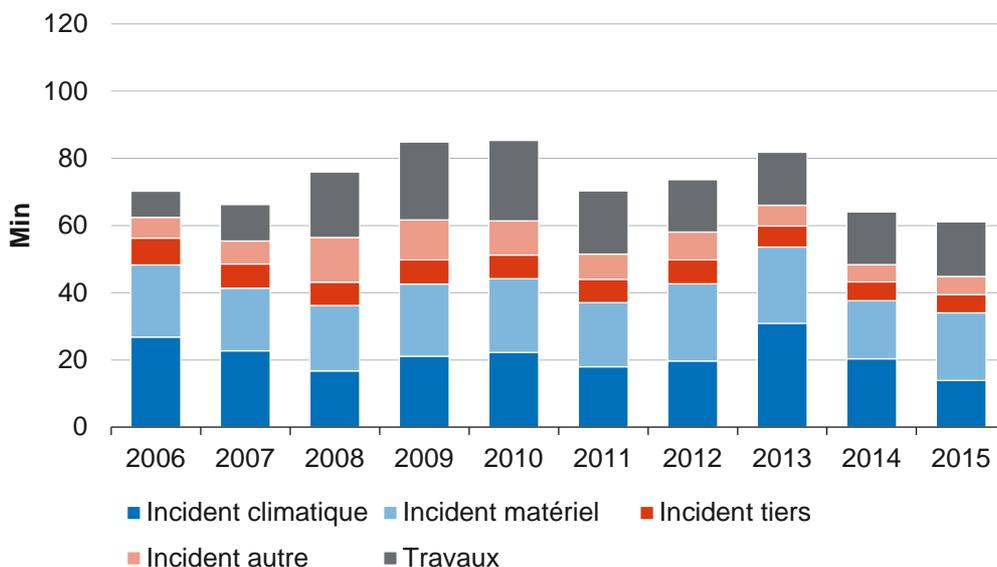


Figure 1 Evolution du critère BHIX hors RTE, 2006 – 2015, par cause



A partir d'une approche tendancielle, le cabinet externe propose une cible de référence pour le critère BHIX hors RTE à 65,4 minutes par an en 2017 avec un facteur d'amélioration annuel de 1,1 minute. Le cabinet précise que cette cible proposée ne tient pas compte du déploiement des compteurs Linky dont l'impact, selon lui, est encore incertain sur le niveau de l'indicateur. La détection des coupures serait plus rapide ce qui devrait conduire à une augmentation du critère BHIX. En revanche la gestion du réseau devrait être potentiellement améliorée à partir des données récoltées ce qui devrait conduire à une diminution du critère BHIX. A ce stade, le cabinet externe estime qu'il ne dispose pas d'éléments pour déterminer quel effet dominera.

Pour la force de l'incitation, le cabinet externe propose de la fixer à 8,5 M€ par minute.

La CRE considère qu'Enedis a été en mesure, par le passé, de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour atteindre les cibles fixées par les TURPE 3 et 4 et envisage donc de suivre la recommandation du cabinet externe consistant à poursuivre l'approche tendancielle en vue de fixer une nouvelle cible de référence pour la période TURPE 5. La CRE propose ainsi de fixer, pour la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT, un objectif arrondi à 65 minutes par an avec un facteur d'amélioration annuel de 1 minute.

Concernant la force de l'incitation, la CRE envisage de la porter de 4,3 M€ à 6,4 M€ par minute avec une formulation linéaire de l'incitation financière en lieu et place de la formulation logarithmique utilisée pour les TURPE 3 et 4.

Cette évolution permettra de renforcer l'incitation de 50 % pour le TURPE 5 et de se laisser quelques années de retour d'expérience pour analyser la pertinence par rapport au niveau actuel.

2.3.3.4 La fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT

Le TURPE 4 a mis en place un suivi de la fréquence annuelle de coupure d'Enedis. Au vu des pratiques utilisées dans les pays analysés dans son étude, le cabinet externe considère qu'il pourrait être pertinent d'inciter financièrement la fréquence de coupures longue et brève, de plus de 1 seconde.

Concernant la cible de référence, le cabinet externe recommande à la CRE de retenir une valeur comprise entre 2,06 et 2,68 coupures par an avec un facteur d'amélioration annuel de 0,16 coupure par an.

Pour la force de l'incitation, le cabinet externe propose de la fixer à 8 M€ pour une variation moyenne de ± 1 coupure par utilisateur en BT par an.

La CRE envisage de suivre la recommandation la plus conservatrice du cabinet externe avec un objectif de référence à 2,68 coupures par an tout en prenant en compte un facteur d'amélioration annuel de 0,16 coupure par an afin d'inciter Enedis à améliorer sa performance sur l'ensemble de la période tarifaire du TURPE 5.

Cet indicateur n'ayant jamais été incité par le passé, la CRE souhaite toutefois limiter le risque financier pour Enedis en raison de l'incertitude entourant le choix de la cible. En conséquence, la CRE propose de ne prendre que 50 % de la valeur de la coupure estimée par le cabinet externe en retenant une force de 4 M€ pour une variation moyenne de ± 1 coupure par utilisateur en BT par an.

2.3.3.5 La durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA

Pour les utilisateurs raccordés en HTA, Enedis n'est actuellement pas incité financièrement. Au cours de la période 2006 - 2015, le cabinet externe constate une légère amélioration de la qualité pour les utilisateurs raccordés en HTA. La durée de coupure est en effet passée de 47 minutes en 2006 à 45 minutes en 2015, et suit une diminution annuelle tendancielle de 0,3 minute.

Le cabinet externe recommande à la CRE d'introduire une incitation pour la durée moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA hors événements exceptionnels hors causes liées au réseau public de transport en cohérence avec les dispositifs incitatifs actuels pour le niveau BT et le réseau de transport. Le cabinet externe propose à la CRE de fixer la cible à 45,7 minutes avec un objectif de réduction annuel maximum de 0,3 minute par an.

Concernant la force de l'incitation, le cabinet externe évalue à 7,9 M€ la minute de coupure pour les utilisateurs d'Enedis concernés.

La CRE considère qu'il est pertinent de mettre en place une régulation incitative pour les utilisateurs raccordés en HTA. La CRE envisage, à ce stade, de retenir un objectif cible de 45,7 minutes avec un facteur d'amélioration annuel de 0,3 minute et une incitation financière de 5,9 M€ par minute.

2.3.3.6 La fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA

En parallèle, le cabinet externe recommande à la CRE d'introduire une incitation de la fréquence moyenne de coupure pour les utilisateurs raccordés en HTA. Il recommande de retenir une cible de référence d'une valeur comprise entre 2,18 et 2,89 coupures par an avec un facteur d'amélioration annuel de 0,19 coupure par an.

Concernant la force de l'incitation, le cabinet externe l'évalue à 120 M€ pour une variation moyenne de ± 1 coupure par utilisateur en HTA par an.

La CRE envisage de suivre la recommandation la plus conservatrice du cabinet externe avec un objectif de référence à 2,89 coupures par an. Le niveau atteint en 2015 était de 2,71 coupures par an, la CRE envisage également de prendre en compte un facteur d'amélioration annuel de 0,19 coupure par an.

Cet indicateur n'ayant jamais été incité par le passé, la CRE souhaite toutefois limiter le risque financier pour Enedis en raison de l'incertitude entourant le choix de la cible. La CRE propose de prendre en compte une force de 20 M€ pour une variation moyenne de ± 1 coupure par utilisateur en HTA par an.

2.3.3.7 Plafond et plancher des incitations

Le cabinet externe a étudié le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées. Sans plafond/plancher, le cabinet externe considère que le mécanisme conduit à une incitation financière non biaisée et caractérisée par un écart-type de 36,4 M€. Cette évaluation du risque s'avère supérieure au risque des deux périodes précédentes (écart-type de 26,3 M€).

Le cabinet externe recommande donc à la CRE le maintien d'un plafond/plancher global afin de limiter, voire neutraliser, l'impact des performances extrêmes, qui se produisent moins de 1 % du temps. Dès lors, un plafond/plancher pourrait être fixé à ± 83 M€ pour Enedis ce qui correspond à environ 1% de son revenu autorisé hors pertes et hors péage transport.

Ce plafond/plancher a été fixé à ± 50 M€ pour TURPE 3 et réévalué à $\pm 54,2$ M€ pour TURPE 4. Pour le TURPE 5, la CRE envisage de prendre en compte un plafond/plancher à ± 83 M€ comme proposé par le cabinet externe pour l'ensemble des quatre indicateurs incités financièrement.

2.3.3.8 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans son étude, le cabinet externe a mené une comparaison des mécanismes de compensation directe des utilisateurs. Il considère qu'il pourrait être pertinent d'envisager une approche plus lisible de la pénalité versée par tranche de coupure en introduisant des montants forfaitaires déclinés par niveau de tension.

La CRE propose tout d'abord de réduire la durée de coupure donnant lieu au versement d'une pénalité de 6 à 5 heures dans un souci d'amélioration continue de la qualité d'alimentation, et de porter en conséquence la couverture tarifaire *ex ante* de 25 M€ à un montant de l'ordre de 38 M€. Le plafond, au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont couvertes par le tarif passerait de 50 à 80 M€.

Par ailleurs, pour le TURPE 4 HTA-BT, la CRE avait considéré que dans la mesure où il n'était pas possible de mettre en place une mesure incitative portant sur RTE dont le tarif TURPE 4 HTB était déjà en vigueur, les interruptions d'alimentation des utilisateurs raccordés aux réseaux publics de distribution gérés par Enedis dues à une défaillance du réseau public de transport ne donneraient pas lieu au versement d'une pénalité. La CRE envisage pour le TURPE 5 de supprimer cette restriction en prenant également en compte les coupures dues à une défaillance des réseaux publics de transport, tout en prévoyant que RTE devra rembourser les pénalités correspondantes au GRD concerné. En moyenne, la CRE estime que le coût porté par RTE est de l'ordre de 7 M€.

La CRE propose également de simplifier la grille de pénalité pour les coupures très longues en introduisant une pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure. La CRE envisage ainsi pour les utilisateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA de retenir une pénalité de 2 € HT par kVA par tranche de 5 heures de coupure. Pour les utilisateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ainsi que pour les utilisateurs raccordés en HTA, la pénalité serait portée à 3,5 € HT par kVA par tranche de 5 heures de coupure.

Enfin, la CRE envisage d'étendre ce nouveau mécanisme de pénalité pour les coupures longues aux ELD et à EDF SEI en lieu et place du mécanisme actuel qui prévoit le versement d'une pénalité de « 2% - 6h ».

2.3.3.9 Suivi de nouveaux indicateurs

Au-delà de la durée moyenne et de la fréquence de coupures, la CRE constate que certains utilisateurs d'Enedis rencontrent des problèmes d'excursions de tension, c'est-à-dire chute ou surtension, qui peuvent générer une insatisfaction importante pour les consommateurs finals. Alors que jusqu'à présent, ces excursions étaient difficilement détectables par Enedis, le déploiement de Linky lui permettra d'avoir progressivement une vision complète sur cette problématique.

En complément des indicateurs déjà suivis sous la période tarifaire TURPE 4, la CRE propose de suivre, dès le TURPE 5, le nombre d'excursions de tension, chute ou surtension, sans incitation financière associée pour le moment.

Par ailleurs, les coupures très brèves, inférieures à 1 seconde, appelées également microcoupures, peuvent impacter l'activité des consommateurs professionnels et industriels d'Enedis. Le cabinet externe précise dans son étude que l'Italie et la Norvège suivent dans leur mécanisme de régulation incitative toutes les coupures, y compris les microcoupures.

En conséquence, afin d'obtenir plus de visibilité sur ces enjeux, la CRE propose tout d'abord la mise en place du suivi d'un tel indicateur.

Enfin, la CRE souhaite connaître le niveau de la qualité du réseau pour les producteurs. Ces derniers peuvent en effet être impactés par les coupures à travers la perte de recettes pour l'énergie non valorisée. La CRE propose d'introduire le suivi d'un indicateur relatif aux coupures subies par cette catégorie d'utilisateurs.

2.3.4 Synthèse des propositions

Durée moyenne annuelle de coupure	TURPE 4 HTA-BT	Proposition de la CRE
Cible	BT : 65 min en 2017 (-1 min/an) HTA : -	BT : 65 min (-1 min/an) HTA : 45,7 min (-0,3min/an)
Force de l'incitation	BT : 4,3 M€/min HTA : -	BT : 6,4 M€/min HTA : 5,9 M€/min

Fréquence moyenne annuelle de coupure	TURPE 4 HTA-BT	Proposition de la CRE
Cible	BT : - HTA : -	BT : 2,68 (-0,16 coupure/an) HTA : 2,89 (-0,19 coupure/an)
Force de l'incitation	BT : - HTA : -	BT : 4 M€/coupure/an HTA : 20 M€/coupure/an

	TURPE 4 HTA-BT	Proposition de la CRE
Plafond/plancher	± 54,2 M€	± 83 M€

Propositions de nouveaux indicateurs suivis et non incités financièrement
Nombre d'excursions de tension, chute ou surtension
Nombre de coupures très brèves inférieures à 1 seconde
Nombre de coupures subies par les producteurs.

Utilisateurs coupés pour de longues périodes	Utilisateurs BT ≤ 36 kVA	Utilisateurs BT > 36 kVA et HTA
Pénalité par tranche de 5 heures comprenant également les coupures dues au réseau public de transport	2 € HT par kVA	3,5 € HT par kVA

Question 6 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour les différentes incitations financières concernant la qualité d'alimentation ? Les indicateurs, les cibles et la force des incitations vous semblent-ils pertinents ?

Question 7 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées pour la pénalité versée aux utilisateurs en cas de coupure longue ?

Question 8 : Etes-vous favorable à l'ajout des indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation proposés ?

2.4 Régulation incitative de la qualité de service

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE peut prévoir des dispositions incitatives appropriées pour encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leurs performances. La qualité de service fournie par les gestionnaires de réseaux s'inscrit dans le cadre de leurs missions de service public, et recouvre plusieurs domaines, en particulier les interventions auprès des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution d'électricité telles que les mises en service, les résiliations, la relève des compteurs, la facturation, le traitement des réclamations et les délais de raccordement des sites de consommation.

A ce titre, la CRE a mis en place une régulation incitative de la qualité de service élaborée à partir d'indicateurs lui permettant de mesurer l'atteinte des objectifs fixés aux gestionnaires de réseaux. Ces indicateurs s'accompagnent pour certains d'incitations financières, bonus ou pénalité, en fonction des résultats constatés. 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 TURPE 4, entré en vigueur au 1^{er} janvier 2014, a maintenu, d'une part, le dispositif de suivi de la qualité de service d'Enedis établi par le TURPE 3, tout en introduisant quelques évolutions pour tenir compte du retour d'expérience du TURPE 3 et des attentes des acteurs, et l'a étendu, d'autre part, aux ELD d'électricité de plus de 100 000 clients et à EDF SEI.

La régulation incitative de la qualité de service d'Enedis repose sur 33 indicateurs, dont 9 sont incités financièrement, concernant les principaux domaines de son activité : le délai de réalisation des principales interventions, la qualité de la relation avec les consommateurs finals, la qualité de la relation avec les fournisseurs, la qualité des informations échangées avec le gestionnaire de réseau de transport (GRT), la qualité des données de relèves et de facturation.

Les nouvelles incitations financières introduites par le TURPE 4 et mises en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2014 pour Enedis portent sur les indicateurs suivants :

- le taux de mises en service (avec déplacement) sur installation existante réalisées dans les délais demandés ;
- le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours ;
- le taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés) ;
- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

Pour les ELD de plus de 100 000 clients et pour EDF SEI, les deux incitations financières suivantes ont été introduites :

- versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de rendez-vous planifié non respecté par le distributeur ;
- versement d'une pénalité, sur demande des utilisateurs, en cas de non-respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement.

Le suivi de la qualité de service a fait l'objet de six rapports annuels de la CRE, le dernier ayant été publié en décembre 2015.

Dans le cadre du TURPE 5, la CRE envisage de reconduire le mécanisme de suivi de la qualité de service, en le faisant évoluer et en le complétant sur la base du retour d'expérience, selon les modalités décrites ci-après. La liste complète des indicateurs envisagés pour le TURPE 5 figure en annexe du présent document.

2.4.1 Evolution du périmètre des indicateurs

Au cours de l'année 2014, Enedis a amélioré la qualité de sa relation avec les consommateurs mais dispose d'une marge de progression concernant sa gestion des raccordements. Dans ce contexte, la CRE reconnaît l'efficacité du cadre de régulation actuel mais souhaite toutefois améliorer le dispositif mis en œuvre avec le TURPE 4 pour le TURPE 5 en proposant divers ajustements.

Relève et facturation

Concernant la qualité des relèves effectuées par Enedis, la CRE envisage de maintenir l'incitation financière relative à l'indicateur de taux d'index relevés ou auto-relevés par semestre afin de conserver la performance atteinte pour les utilisateurs non encore équipés de compteurs Linky.

En outre, pour le bon fonctionnement du marché et afin d'assurer le maintien, voire l'amélioration de la performance d'Enedis, la CRE considère qu'il est pertinent de mettre en place une incitation financière sur l'indicateur, déjà suivi dans le cadre du TURPE 4, relatif au taux d'index rectifiés pour les consommateurs BT \leq 36 kVA.

Les dispositions de l'article L. 224-11 du code de la consommation (ancien article L. 121-91) issues de l'article 202 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoient qu'aucune consommation d'électricité ou de gaz naturel antérieure de plus quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée. En conséquence, la CRE envisage de suivre le taux d'absence au relevé 2 fois et plus des consommateurs BT \leq 36 kVA en lieu et place de l'indicateur précédemment suivi relatif au taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT \leq 36 kVA.

Interventions

Concernant l'indicateur relatif aux mises en service avec déplacement, Enedis dispose d'une marge de progression avec un taux moyen en 2015 de 85,4 %. En conséquence, la CRE envisage de maintenir l'incitation financière relative à cet indicateur. Dans le cadre du déploiement de Linky, la CRE souhaite toutefois moduler cette incitation en fonction du nombre de mises en service avec déplacement effectuées au cours de l'année, qui devrait diminuer en raison de l'augmentation des interventions à distance.

Enedis constate, par ailleurs, qu'en pratique la date demandée de réalisation de la mise en service ne correspond pas au souhait de l'utilisateur mais à une date déterminée en fonction du tableau de charge d'Enedis et des pratiques des fournisseurs. La CRE est donc favorable à la demande d'Enedis d'adapter cet indicateur afin de le rendre plus représentatif des attentes des utilisateurs et envisage donc d'inciter le taux de mises en service avec déplacement à la date demandée par l'utilisateur lorsque le délai planifié est supérieur au délai prévu dans le catalogue des prestations annexes, sous réserve que la date utilisée ait reçu l'accord de l'utilisateur et ne soit pas imposée par Enedis ou par le fournisseur. En complément, la CRE envisage de suivre le nombre de rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis.

Relation avec les utilisateurs

Concernant les indicateurs relatifs au traitement des réclamations, Enedis enregistre une bonne performance avec une amélioration des délais de traitement des réclamations : 95 % des réclamations obtiennent en effet une réponse de la part d'Enedis dans les 15 jours. En conséquence, afin d'accompagner Enedis dans l'amélioration continue de son parcours client, la CRE envisage de :

- suivre le taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires à l'instar du suivi mis en place pour le tarif ATRD5 de GRDF ;
- inciter le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires en ne prenant plus en compte comme respectant ce délai les réclamations relatives à la qualité d'alimentation pour lesquelles une lettre d'attente est envoyée à une date inférieure ou égale à 15 jours comme pratiqué pour le TURPE 4 ;
- supprimer l'incitation pour les réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours dans un souci de simplification¹⁷, tout en continuant à suivre le taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 60 jours. Dans le cadre de ses travaux annuels relatifs à la régulation incitative de la qualité de service, la CRE sera attentive aux moyens mis en œuvre par Enedis pour s'assurer que les réclamations non closes après ce délai de deux mois bénéficient d'une analyse spécifique ;

¹⁷ 95 % des réclamations sont déjà traitées dans les 15 jours par Enedis.

- suivre le taux de réclamations multiples pour les réclamations relatives au même point de connexion et à un type de réclamation différent en complément du précédent indicateur suivi par le TURPE 4 qui concernait les réclamations multiples ayant le même type de réclamation. En effet, la même cause peut engendrer des réclamations ayant des motifs différents selon l'expression de l'insatisfaction de l'utilisateur ou de la classification utilisée par Enedis.

Relation avec les fournisseurs

Concernant le taux de disponibilité du portail fournisseur, les instabilités et les indisponibilités partielles de SGE ne sont pas prises en compte dans la définition actuelle de l'indicateur incité par le TURPE 4. Enedis propose de caractériser ces différentes indisponibilités par le suivi de la fonction « *interrogation des données utiles à la commande de prestation* ». En outre, les indisponibilités programmées notifiées tardivement aux fournisseurs par Enedis ne sont également pas prises en compte dans le calcul de cet indicateur mais peuvent toutefois générer une insatisfaction de la part des fournisseurs. La CRE envisage de définir un délai minimal de notification pour les neutraliser dans le calcul de l'incitation financière.

Par ailleurs, la CRE envisage de demander à Enedis l'extension des heures de garantie de service du portail fournisseur. Actuellement, les heures de garantie de service utilisées pour le calcul de cet indicateur sont de 7h à 19h du lundi au samedi sauf jours fériés.

En complément, la CRE envisage de demander à Enedis de faire un point annuel, dans son rapport *ad hoc* relatif à la qualité de service, sur la disponibilité du portail SGE, des flux, des *webservices* et du futur espace client Linky.

Raccordements

En ce qui concerne le raccordement, la CRE considère que l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements » suivi dans le cadre du TURPE 4 est le plus représentatif de la qualité de service perçue par les utilisateurs d'Enedis. En conséquence, la CRE envisage de l'inciter financièrement pour le TURPE 5.

Le TURPE 4 prévoyait le versement individuel d'une pénalité pour la mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur sur réclamation des utilisateurs concernés. La CRE constate cependant qu'en absence d'automatisation de la détection des retards dans la mise à disposition du raccordement, peu d'utilisateurs ont bénéficié de cette indemnisation (32 pénalités ont été versées aux utilisateurs qui ont effectué une réclamation en 2014 et 47 pénalités en 2015). Selon Enedis, la mise en place d'une automatisation des détections pourrait s'avérer très délicate compte tenu de la difficulté de déterminer de façon systématique à qui incombe le retard. La CRE s'interroge sur l'opportunité du maintien du versement de cette pénalité à l'utilisateur, eu égard au faible nombre de demandes et à la complexité de la détermination au cas par cas la responsabilité des retards qui induit des coûts de gestion.

Comme mentionné précédemment, la CRE envisage d'introduire une incitation financière sur le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements.

En complément du versement de cette pénalité, le TURPE 4 a également mis en place un mécanisme similaire pour l'envoi hors délai de propositions de raccordement. La CRE constate qu'en pratique seules 15 pénalités ont été versées aux utilisateurs en 2015 alors que 42,6 % des propositions de raccordements étaient envoyées hors délai. Dans ce contexte, la CRE n'est pas favorable au maintien du versement de cette pénalité à l'utilisateur, eu égard au faible nombre de demandes. La CRE envisage cependant de mettre en place une incitation financière sur l'indicateur relatif au taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client.

Fiabilisation du bilan électrique

Enfin, la CRE envisage la mise en place de nouveaux indicateurs, relatifs à la qualité du processus de reconstitution des flux

La reconstitution des flux est réalisée à travers deux processus, les « Ecart » et la « Recotemp ». Le processus Ecart commence deux semaines après le temps t, et s'achève 12 mois après. Les injections et soutirages sont calculés pour chaque responsable d'équilibre. Selon leur puissance, leur tension et leur grille de comptage notamment, les injections et soutirages des points de livraison (PDL) peuvent être modélisés à partir de profils et des index relevés. Une différence entre injections et soutirages, positive ou négative, donne lieu à une facturation ou un avoir adressé au responsable d'équilibre par RTE au prix *spot*, augmenté (ou diminué en cas d'excès d'injection) d'une pénalité.

Le processus de Recotemp est réalisé après le processus Ecart. Il utilise des volumes calculés à partir des relevés réelles, généralement à une fréquence semestrielle, et non des volumes modélisés. Les différences entre le processus Ecart et le processus Recotemp sont réglées entre les responsables d'équilibre et RTE, au prix *spot*.

La Recotemp représente donc la meilleure répartition des volumes entre utilisateurs, une fois toutes les données de comptage disponibles (M+14). Le processus Ecarts s'appuie davantage sur la modélisation, et produit donc des estimations par définition moins précises, mais plus rapidement disponibles (première facturations à M+1).

La fiabilité de ces deux processus est essentielle pour les acteurs de marché. Plus la reconstitution est fiable et précise, plus l'approvisionnement en énergie des fournisseurs pourra être proche des consommations réelles de leurs clients. A l'inverse, une reconstitution totalement imprécise amènerait tous les fournisseurs à devoir s'approvisionner en fonction de la consommation de clients moyens, même s'ils ciblent une catégorie de clients moins large. Garantir que les consommations modélisées sont proches des consommations réelles est donc essentiel pour un fournisseur dont le portefeuille de clients est spécifique, et qui souhaite proposer des offres tarifaires adaptées à la spécificité de ces clients.

Les éléments qui influent sur la précision de la Recoflux, aux Ecarts comme en Recotemp sont:

- les modèles de pertes des GRD, déterminés par chaque GRD ;
- les profils de consommation et de production (forme moyenne de la consommation ou de la production des utilisateurs de même catégorie).

Sous l'égide du Comité de gouvernance du profilage, la gamme de profils est construite par Enedis, soumise à concertation et appliquée par les GRD. Les règles encadrant l'application de ces profils sont celles du chapitre F de la section 2 des règles MA-RE, proposées par Enedis en concertation avec les membres du Comité de gouvernance du profilage. Enedis est de plus le seul acteur à disposer des données nécessaires pour pouvoir réaliser les travaux de modélisation permettant une amélioration significative de la gamme de profils et de la fiabilité de la reconstitution des flux, à une période où, grâce aux compteurs évolués (Linky, PME-PMI et Saphir) le profilage pourrait être considérablement amélioré (profilage dynamique à partir des données Linky, utilisation des données de relève mensuelles, adaptation aux offres innovantes des fournisseurs utilisant les multiples index des compteurs évolués).

En conséquence, la CRE envisage la création de deux indicateurs :

- la somme des valeurs absolues de la différence, pour chaque responsable d'équilibre et pour chaque demi-heure, entre les volumes attribués en Recotemp avant calage et normalisation, et les volumes attribués après calage et normalisation, rapportée à la consommation profilée totale. Le calage et la normalisation correspondent à des déplacements d'énergie nécessaires pour mettre en cohérence profils et modèles de pertes avec la consommation constatée. Cet indicateur permettra donc de traduire la qualité du processus de reconstitution des flux, en incitant à la qualité de l'estimation des pertes et des profils. La CRE envisage à ce stade d'inciter financièrement cet indicateur ;
- la somme des valeurs absolues de la différence, pour chaque responsable d'équilibre et pour chaque demi-heure, entre les volumes attribués en processus Ecarts (M+12 après calage) et ceux attribués en Recotemp (après calage et normalisation). Cet indicateur vise à assurer une cohérence entre les deux processus de reconstitution des flux. Toutefois, un tel indicateur est assez peu stable car très sensible aux évolutions des profils. Une amélioration de profil peut ainsi amplifier ponctuellement les différences entre les bilans Ecart et RecoTemp, pendant la période où les bilans « Ecart » sont établis avec des références de consommation calculées avec des profils antérieurs à l'amélioration, sur lesquelles ont été appliqués les profils postérieurs. C'est pourquoi la CRE envisage de faire de cet indicateur un indicateur suivi, sans incitation financière associée.

Entreprises locales de distribution de plus de 100 000 clients et EDF SEI

Dans le cadre du TURPE 5, la CRE envisage de reconduire le mécanisme de suivi de la qualité de service pour les ELD de plus de 100 000 clients ainsi que pour EDF SEI, en le faisant évoluer et en le complétant sur la base du retour d'expérience. La CRE envisage :

- d'introduire l'automatisation du versement de la pénalité aux utilisateurs pour les rendez-vous non respectés par le GRD, à l'instar du mécanisme mis en place pour Enedis ;
- de supprimer le versement d'une pénalité, sur réclamation, pour les propositions de raccordement envoyées hors délais, à l'instar de ce qui est envisagé pour Enedis, tout en maintenant le suivi du respect de ce délai ;
- de suivre le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours en lieu et place du taux de réponse dans les 30 jours ;
- de suivre les taux de résiliations et de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs.

La liste détaillée des indicateurs envisagés pour le TURPE 5 figure en annexe du présent document.

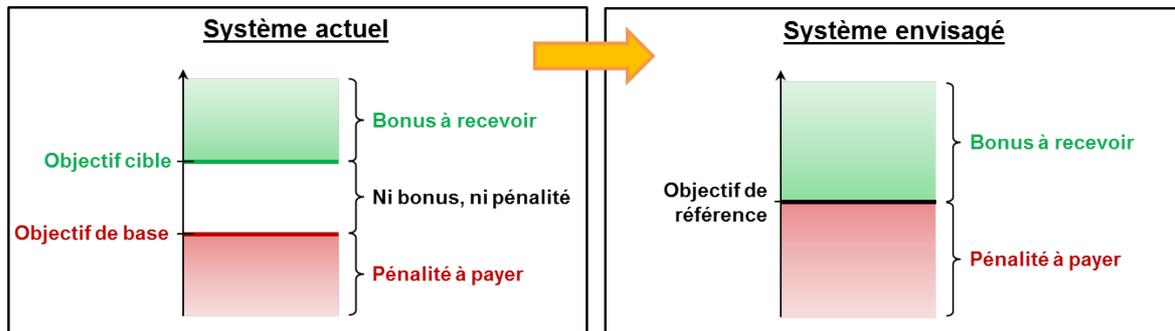
Par ailleurs, pour les ELD et EDF SEI, la CRE envisage de faire passer la remontée des résultats des indicateurs à la CRE d'une fréquence trimestrielle à une fréquence annuelle, tout en conservant cependant une fréquence de calcul trimestrielle.

2.4.2 Evolutions du mécanisme d'incitation financière

Depuis la mise en place du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service au 1^{er} janvier 2009, la CRE fixe pour chaque indicateur incité financièrement un objectif de base et un objectif cible. L'opérateur perçoit un bonus lorsque la valeur de l'indicateur dépasse l'objectif cible et paye une pénalité lorsque la valeur de l'indicateur n'atteint pas l'objectif de base. Lorsque la valeur de l'indicateur se situe entre l'objectif de base et l'objectif cible, l'opérateur se situe dans une zone neutre au regard des incitations financières puisqu'il ne perçoit ni bonus, ni pénalité.

Ce mécanisme d'attribution avait été mis en œuvre dès la période tarifaire du TURPE 3 alors que le suivi de ces indicateurs venait d'être mis en place. En 2015, la CRE constate que pour les quatre indicateurs incités financièrement qui bénéficient d'une « zone neutre », trois indicateurs se trouvent dans cette zone et ne sont donc pas réellement incitatifs pour Enedis. En effet, une amélioration marginale de la performance d'Enedis ne se traduirait pas directement par un bonus eu égard à la progression nécessaire pour atteindre l'objectif cible. La profondeur d'historique dont disposent les indicateurs permet à la CRE d'envisager pour le TURPE 5 la fixation d'un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus à l'instar du mécanisme mis en place pour le tarif ATRD5 de GRDF. Ce système, plus simple, permettrait à l'opérateur de rester mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau de performance atteint.

Ainsi, pour les indicateurs dont les objectifs de qualité sont atteints, la CRE envisage de fixer un objectif de référence fondé sur la performance moyenne d'Enedis sur les deux années précédentes. La définition de cet objectif permettrait de s'assurer que l'opérateur reste incité à maintenir un bon niveau de performance. En revanche, pour les indicateurs pour lesquels Enedis dispose d'une marge de progression, la CRE envisage de fixer un objectif de référence supérieur à l'objectif de base existant.



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.

2.4.3 Ajustement du mécanisme et des indicateurs en cours de période tarifaire

La CRE envisage de modifier les possibilités d'ajustement du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire.

Pour le TURPE 4, la définition, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières ainsi que leur évolution annuelle le cas échéant, étaient fixés pour l'ensemble de la période tarifaire en vue d'assurer une continuité du système incitatif et d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché.

Pour le TURPE 5, la CRE envisage d'établir une liste d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5 (cf. liste ci-après). 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 tarifaire 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 notamment dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

Ces évolutions seraient cohérentes avec celles adoptées pour le tarif ATRD5 de GRDF.

La liste des évolutions des indicateurs incités financièrement envisagés pour le TURPE 5 figure en annexe.

Question 9 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Question 10 : Selon vous, les indicateurs existants permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'Enedis ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 11 : Que pensez-vous de la caractérisation des indisponibilités du portail SGE (heures de garantie de service prises en compte et délai de prévenance des indisponibilités programmées au regard des besoins des fournisseurs) ?

Question 12 : Etes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence et de valeurs plafond et plancher pour les indicateurs incités financièrement ?

Question 13 : Etes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ? Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période TURPE 5 ?

2.5 Régulation incitative des pertes

Les pertes du réseau de distribution d'électricité sont composées de pertes techniques et de pertes non techniques. Ces pertes non techniques sont liées notamment à des biais de comptage.

Les pertes électriques d'ENEDIS ont représenté pour la période du TURPE 4 environ 24 TWh par an (correspondant à un taux de pertes de 6%), soit 1,2 milliards d'euros en 2015. Ce montant représente environ 13% des charges annuelles d'Enedis hors péage RTE, soit 20% des charges d'exploitation annuelles hors péage RTE. La couverture des pertes par Enedis constitue donc un enjeu financier important avec un poids significatif dans les charges de l'opérateur.

Le cadre de régulation incitative des pertes a fait l'objet de nombreux changements. Historiquement, le coût des pertes est couvert par le CRCP car il peut varier significativement en fonction de facteurs sur lesquels Enedis n'a pas d'influence : d'une part, les volumes peuvent fluctuer en fonction des conditions climatiques, de la croissance de la consommation et du déploiement de la production décentralisée, et d'autre part, les prix sur les marchés de gros peuvent évoluer. Le TURPE 3 incluait toutefois une incitation portant sur le prix d'achat des pertes. Le prix moyen d'achat d'ENEDIS était comparé au prix de cotation moyen des produits à terme sur le marché. Cette incitation a été supprimée en 2013 pour le TURPE 4, en raison de la difficulté à prendre en compte l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) dans ce dispositif et du moindre intérêt d'une telle incitation dans un contexte de prix de marché supérieurs au prix de l'ARENH.

Dans le TURPE 4, le coût de l'énergie achetée par les gestionnaires de réseaux pour compenser leurs pertes est donc entièrement couvert par le tarif, sans incitation ni sur le volume, ni sur le prix d'achat.

Toutefois, la fiabilité de l'estimation des pertes d'Enedis est suivie, à travers deux indicateurs non incités financièrement :

- le volume d'Énergie Non Affectée (ENA), c'est-à-dire la différence entre les pertes modélisées par Enedis et les volumes finalement comptabilisés ;
- le pourcentage d'écart en Recoflux sur le périmètre d'équilibre d'Enedis, c'est-à-dire la capacité d'Enedis à prévoir et à acheter des volumes d'électricité correspondant à ses pertes.

La CRE observe néanmoins qu'Enedis dispose de différentes marges de manœuvre pour réduire le coût des pertes. D'une part, Enedis peut optimiser sa stratégie d'achat afin de maîtriser le prix auquel il achète ses pertes. D'autre part, certains leviers peuvent permettre de réduire les volumes : choix d'investissement, de topologie du réseau. Par ailleurs le déploiement des compteurs Linky doit permettre de réduire les pertes non techniques. D'après l'étude technico-économique de valorisation du projet Linky menée par la société Capgemini Consulting pour le compte de la CRE en 2011, un compteur évolué posé permet en moyenne, dès l'année suivant la pose, une réduction significative du taux de perte. Le remplacement de l'ensemble des compteurs par les compteurs évolués devrait ainsi globalement réduire les pertes non techniques, soit une réduction de 12% du volume total des pertes.

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 ». ¹⁸

A ce titre, les dispositions de l'article L.322-8 du code de l'énergie, telles que modifiées par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoient désormais que le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est notamment chargé « de mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique ».

Par conséquent, pour le TURPE 5, la CRE envisage d'introduire une incitation sur le coût des pertes, prenant en compte à la fois le volume de pertes et le coût moyen d'achat des pertes. Pour cela, un volume de référence et un coût moyen d'achat de référence seraient déterminés *ex post*, comme expliqué infra. En multipliant le volume de référence par le coût moyen de référence, on obtient un coût d'achat des pertes de référence.

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 Enedis. En cas de coût réalisé par Enedis inférieur au coût de référence, celle-ci garderait 30% des gains. A l'inverse, en cas de coût réalisé supérieur au coût de référence, Enedis supporterait 30% du surcoût.

70% de l'écart entre coût réalisé et coût de référence serait couvert par le tarif, via le CRCP, au lieu de 100% dans le tarif TURPE4.

Le taux d'incitation d'Enedis (30%) est plus important que celui envisagé pour RTE (20%). Cette différence s'explique par une moindre fiabilité de la modélisation des volumes de pertes pour RTE que pour Enedis, et par des marges de manœuvre plus importantes pour ce dernier, le déploiement de Linky devant lui permettre de réduire significativement ses pertes.

Le coût de référence serait mis en œuvre en tenant compte des achats déjà réalisés jusqu'en 2016 par Enedis pour couvrir la période du TURPE 5.

2.5.1 Détermination du volume de référence

Le volume de pertes dépend du volume de consommation, et donc du climat. La CRE envisage de retenir un volume de référence des pertes en fonction des soutirages sur le réseau (approximés par les injections de RTE), et non un volume-cible absolu.

Enedis a transmis à la CRE des chroniques de pertes au pas demi-heure, permettant d'établir un lien entre les pertes et les injections de RTE. Une régression permet d'obtenir une formule polynomiale, dite « polynôme de pertes » dans la suite de ce document, permettant d'approximer le volume de pertes au pas demi-heure en fonction des injections de RTE. Les coefficients de ce polynôme sont donnés dans le tableau suivant.

a (MW de pertes)	$7,302 \times 10^2$
b (MW de pertes/MW injecté)	$8,793 \times 10^{-3}$
c (MW de pertes/(MW injecté) ²)	$9,422 \times 10^{-7}$

Le volume de référence de pertes serait donc estimé en appliquant ce polynôme de pertes aux injections RTE constatées, au pas demi-heure.

A titre illustratif, pour une demi-heure donnée, 20 000 MW d'injections de RTE de conduiraient à des pertes pour cette demi-heure de :

$$a + 20\,000 * b + c * 20\,000^2 = 1\,283 \text{ MW}$$

Soit 1283 MW pendant une demi-heure, donc 641 MWh

On obtient alors un volume cible annuel, par addition des volumes-cible demi-horaires.

¹⁸ Ces dispositions ont été transposées en droit français par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le décret n° 2015-1442 du 6 novembre 2015 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz

Ce volume cible annuel serait corrigé pour prendre en compte l'effet de l'augmentation des injections totales et notamment du développement de la production décentralisée au cours de la période TURPE 5 (cf. paragraphe 3.2.1.2), qui se traduira par une hausse de l'ordre de 0,2 TWh /an du volume de pertes. Les quantités suivantes seraient donc ajoutées au volume cible annuel :

2017	2018	2019	2020
0,2 TWh	0,4 TWh	0,6 TWh	0,8 TWh

Le volume ainsi obtenu serait ensuite corrigé pour prendre en compte les effets du déploiement de Linky, selon la formule suivante :

$$\text{Réduction de pertes due à Linky} = \text{volume de pertes} * 0,12 * \text{taux de compteurs évolués posés au 30 juin } N$$

A titre illustratif, avec un volume de pertes annuel, calculé par addition des volumes cibles demi-heures, de 24,3 TWh, un correctif de 0,4 TWh au titre de 2018 et un taux de déploiement des compteurs évolués de 1/3 au 30 juin de l'année 2018, la réduction due à Linky serait de 1,0 TWh.

Dans cet exemple, le volume de référence finalement retenu serait donc de 23,7 TWh pour l'année 2018.

2.5.2 Détermination du coût de référence

Le coût moyen d'achat de référence vise à refléter le coût moyen des achats d'énergie d'un gestionnaire de réseaux suivant une stratégie de couverture progressive du risque prix, c'est-à-dire en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total de pertes annuel.

Ce coût moyen de référence est déterminé à partir du prix de marché constaté pour un panier de produits de référence. Ce panier comporte des produits à terme et au comptant, base et pointe. Il prend en compte la possibilité qu'a Enedis d'arbitrer entre achat sur le marché à terme et achat de produits ARENH.

Le calcul du coût de référence figurera dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire.

Question 14 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter Enedis à réduire le coût total de ses pertes ?

Question 15 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?

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

Dans le cadre de la transition énergétique, les réseaux électriques publics, qui permettent l'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au point de livraison, doivent se moderniser pour répondre au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages de l'électricité, ainsi qu'aux enjeux de maîtrise de l'énergie. La technologie évolue, avec l'opportunité notamment des technologies de l'information et de la communication, et fait de plus en plus évoluer les réseaux électriques vers des réseaux électriques intelligents. L'arrivée des compteurs évolués témoigne de cette évolution. Dans ce contexte, les GRD devront donc continuer à mener les projets d'innovation nécessaires pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux et notamment faire évoluer leurs outils d'exploitation du réseau et leurs besoins d'investissements.

La CRE attache une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). C'est pourquoi elle a lancé un ensemble d'initiatives associant les acteurs du secteur afin d'alimenter sa réflexion, et a publié, notamment par une délibération du 12 juin 2014¹⁹ portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, 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 en basse tension ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

¹⁹ Délibération de la CRE du 12 juin portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension

En ce qui concerne les aspects tarifaires des sujets de R&D et de déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer qu'Enedis dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

2.6.1 Dispositif de régulation incitative de R&D d'Enedis

Le TURPE 4 a introduit un dispositif destiné à donner à Enedis les moyens de mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain, en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D et de démonstrateurs de réseaux électriques intelligents.

Les actions menées par Enedis lors du TURPE 4 s'articulent autour de 3 axes : améliorer l'efficacité des métiers de la distribution, préparer l'évolution des métiers de la distribution, et mener des expérimentations dans les démonstrateurs Smart Grids.

Les financements prévisionnels 2014-2017 associés à chacun de ces axes sont donnés dans le tableau suivant :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017	total
Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »	16	16	17	17	66
Thématique « préparer l'évolution des métiers de la distribution »	15	16	19	19	69
Programme de démonstrateur de réseaux électriques intelligents	19	23	24	24	90
Charges d'exploitation de R&D	50	55	60	60	225

A ce stade, sur les 165 M€ prévus par le TURPE 4 pour les années 2014-2016, Enedis a dépensé 54,3 M€ pour l'année 2014, et 56,7 M€ pour l'année 2015. 57 M€ d'euros sont prévus en 2016.

Le mécanisme introduit par le TURPE 4 prévoit qu'en fin de période tarifaire, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par Enedis dans des projets de R&D sera effectué. L'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée sera restitué aux utilisateurs s'il est positif.

Par ailleurs, les investissements de R&D et d'innovation, notamment dans le domaine des *réseaux électrique intelligents*, sont couverts en intégralité par le tarif, comme les autres dépenses d'investissement d'Enedis.

Le TURPE 4 a aussi instauré un dispositif de suivi destiné à donner aux acteurs du secteur électrique une plus grande visibilité sur les projets menés par les gestionnaires de réseaux dans le domaine de l'innovation.

Ce suivi se matérialise par :

- la transmission chaque année à la CRE d'un bilan des dépenses de R&D au titre de l'année précédente, programme par programme. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle doivent être justifiés par Enedis dans ce rapport ;
- la publication par la CRE tous les deux ans Enedis et par RTE de rapports sur leurs actions d'innovation et de R&D respectives d'Enedis et de RTE. Ces rapports complètent les outils de communication déjà mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents. Ils sont destinés à donner aux acteurs du secteur de l'électricité de la visibilité sur les projets financés par le TURPE.

La CRE envisage de reconduire ce cadre de régulation pour le TURPE 5, en précisant que les trajectoires prévisionnelles comme les trajectoires réalisées n'intègrent pas les éventuelles subventions obtenues. Ainsi, si Enedis 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 le TURPE.

Les trajectoires prévisionnelles de dépenses R&D présentées par Enedis dans son dossier tarifaire pour le TURPE 5 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	2021
Thématique « améliorer l'efficacité des métiers de la distribution »	21	20	20	19	19
Thématique « Préparer l'évolution du rôle du Distributeur au service des acteurs »	20	21	21	22	22
Programme de démonstrateur de réseaux électriques intelligents	16	16	16	15	14
Subventions attendues	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5
Charges d'exploitation de R&D supportées par le TURPE	56,3	56,3	56,4	55,5	54,5

Ces trajectoires s'inscrivent dans la continuité du TURPE 4, et la CRE envisage de les intégrer dans le revenu autorisé d'Enedis. Les effets de l'inflation étant pris en compte dans la trajectoire réalisée de R&D, la CRE envisage de prendre en compte les effets de l'indexation annuelle afin d'évaluer de manière homogène les écarts entre les trajectoires prévisionnelle et réalisée des dépenses de R&D du TURPE 5.

Question 16 : Etes-vous favorable à la reconduction du cadre de régulation des dépenses de R&D dans le TURPE 5 ?

Question 17 : Quelle est votre analyse de la trajectoire des dépenses et des programmes de R&D prévus par Enedis pour le TURPE 5 HTA-BT ?

2.6.2 Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

Dans le cadre de l'appel à projets « Réseaux électriques intelligents » de la Nouvelle France Industrielle (dit « REI 6 ») pour le déploiement à grande échelle de Réseaux électriques intelligents, les ministres en charge de ce dossier ont annoncé le 15 mars 2016 les projets retenus :

- Flexgrid, déposé par le Conseil régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur ;
- Smile, déposé par le Conseil régional de Bretagne, en lien avec les Pays-de-la-Loire ;
- You & Grid, déposé par la métropole européenne de Lille, en lien avec le Nord-Pas-de-Calais.

Ces projets, auxquels participeront activement RTE et Enedis, et dont les deux premiers sont même qualifiés de « vitrines industrielles » par le gouvernement, ont vocation à concrétiser les bénéfices attendus de ces solutions relevant des réseaux électriques intelligents en France.

Pour cela, le TURPE 5 devra accompagner de tels projets industriels 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 entend 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 notamment être le cas de programmes de recours à des flexibilités (recours par le GRD notamment à des services d'effacement, de stockage, etc...) permettant d'éviter ou de retarder un renforcement de réseau. A cadre tarifaire inchangé, de tels programmes pénaliseraient Enedis, en raison de la dissymétrie du cadre de régulation des dépenses d'investissement et des dépenses d'exploitation : une hausse des charges d'exploitation au-delà de la trajectoire

initialement prévue est supportée par l'opérateur de réseau, alors qu'une baisse des dépenses d'investissement, donc des charges de capital, est répercutée dans le niveau du tarif à travers le CRCP, et donc rendue aux utilisateurs. Dans ces conditions, Enedis pourrait être incitée à ne pas engager de tels programmes, pourtant rentables à terme pour la collectivité.

De tels effets ne peuvent pas être évités par une prise en compte spécifique des dépenses d'exploitation liées au déploiement des réseaux électriques intelligents, celles-ci étant ventilées dans différents postes comptables (SI, matériels, télécom, contractualisation), et difficilement isolables.

En conséquence, la CRE envisage d'introduire dans le TURPE 5 un dispositif spécifique dédié à la prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents. Celui-ci permettrait à Enedis de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, 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 lors de l'entrée en vigueur du TURPE. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être ajoutés.

A ce stade, Enedis prévoit que, sur la période TURPE5, le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents se traduira principalement par des dépenses d'investissement. Enedis considère que les volumes de dépenses en matière de déploiement industriel (hors Linky et R&D donc) devraient rester faibles au regard des dépenses traditionnelles de développement, renouvellement et maintenance des réseaux. A l'intérieur de ces volumes, les dépenses associées aux projets du plan REI 6 seront identifiées. Il s'agira, selon Enedis, très majoritairement de dépenses d'investissement. En conséquence, Enedis n'a pu, à ce stade, intégrer dans sa trajectoire de montants significatifs au titre des charges d'exploitation liées au déploiement industriel des réseaux électriques intelligents.

Question 18 : Etes-vous favorable à l'introduction dans le TURPE 5 de la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par Enedis en cours de période tarifaire ?

2.7 Le compte de régularisation des charges et des produits

La CRE envisage de reconduire le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), mis en place dans le cadre du TURPE 2. Ce mécanisme permet de prémunir Enedis du risque lié aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour l'élaboration des tarifs. Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

L'apurement du CRCP s'opère par un ajustement à la hausse ou à la baisse de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles. La contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle de la grille tarifaire est limitée à plus ou moins 2 %. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte. Le solde du CRCP qui ne serait pas totalement apuré à l'issue de la période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

Les postes de charges et de produits entrant dans le périmètre du CRCP dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT sont :

- les charges de capital ;
- les charges liées aux achats d'énergie pour la couverture des pertes électriques sur les réseaux gérés par Enedis ;
- les charges liées au paiement du tarif d'accès au réseau public de transport pour les postes-source d'Enedis ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
- les recettes tarifaires ;
- les contributions reçues des utilisateurs au titre du raccordement aux réseaux ;
- les recettes issues des prestations annexes ;
- les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques ;
- les incitations financières liées aux mécanismes de régulation incitative.

Le mécanisme du CRCP a bien fonctionné au cours de la période tarifaire TURPE 4. La CRE envisage de conserver les principes du mécanisme de CRCP existant. Sur la base du retour d'expérience des tarifs TURPE 4 en électricité et ATRD4 de GRDF en gaz, la CRE souhaite néanmoins le faire évoluer pour rendre symétrique le traitement des charges et des recettes associées aux prestations annexes et reconsidérer le périmètre des charges et des produits difficilement prévisibles ou difficilement maîtrisables, qui pourraient être intégrées dans le périmètre du mécanisme.

Enfin, la CRE envisage quelques évolutions des modalités techniques de calcul du solde du CRCP pour assurer la cohérence du mode de fonctionnement du CRCP pour l'ensemble des tarifs de distribution, en gaz et en électricité.

Les évolutions envisagées par la CRE sont détaillées ci-après.

2.7.1 Traitement des recettes de prestations annexes

Les recettes de prestations annexes réalisées à titre exclusif par Enedis entrent, dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, dans le périmètre du CRCP. Lorsque le volume de prestations annexes réalisées par Enedis diffère des prévisions, la différence de recettes correspondante est annulée par le mécanisme du CRCP.

Les coûts associés à la réalisation des prestations annexes correspondent presque exclusivement à des charges d'exploitation, qui n'entrent pas dans le périmètre du CRCP. En cas d'écarts sur les volumes de prestations réalisées, la différence entre les charges prévisionnelles et les charges réalisées associées n'est donc pas neutralisée.

Pour rendre symétrique le traitement des charges et des produits liés aux prestations annexes, la CRE envisage d'exclure du périmètre du CRCP les recettes des prestations annexes, à l'exception des écarts de recettes dus aux évolutions tarifaires de ces prestations décidées par la CRE.

2.7.2 Les charges liées au Fonds de péréquation de l'électricité

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), créé par la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, organise des reversements entre GRD pour compenser d'éventuelles différences entre les coûts de la distribution publique d'électricité dans leurs zones de desserte respectives.

Les contributions d'Enedis au FPE n'ont pas été intégrées dans le périmètre du CRCP au cours des périodes TURPE 2 à TURPE 4, du fait de leur caractère prévisible.

Les arrêtés définissant les reversements au titre des années 2012 à 2014 ont été annulés par le Conseil d'Etat en juillet 2015²⁰, qui a enjoint aux ministres concernés de prendre de nouveaux arrêtés pour ces années.

Par ailleurs, les dispositions de l'article L. 121-29 du code de l'énergie, introduites par l'article 165 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoient désormais un nouveau mécanisme de prise en compte des coûts réellement exposés par les gestionnaires de réseaux, dont il appartiendra à la CRE de déterminer les montants, par dérogation à l'application des formules normatives qui étaient précédemment utilisées pour déterminer les montants des reversements.

Ces annulations et ce nouveau mécanisme rendent difficile la prévision des contributions d'Enedis au FPE pour le futur. Certains gestionnaires de réseaux pourraient en effet faire des demandes de couverture de leurs coûts spécifiques dans ce nouveau cadre – la contribution d'Enedis au FPE pourrait alors être amenée à évoluer, tandis que les formules normatives resteraient par ailleurs toujours applicables aux GRD qui ne feraient pas de demande de couverture de leurs coûts spécifiques.

La CRE envisage donc d'inscrire ces charges, qui sont difficilement prévisibles et non directement maîtrisables par Enedis, dans le périmètre du CRCP.

La trajectoire prévisionnelle des contributions d'Enedis au FPE, présentée dans le tableau ci-dessous intègre :

- la contribution prévisionnelle d'Enedis, pour la part résultant de l'application des formules normatives ;
- la contribution prévisionnelle d'Enedis pour la part correspondant aux reversements calculés en application de la couverture des coûts réellement exposés par certains gestionnaires de réseaux (ces prévisions concernent EDF SEI).

²⁰ CE, 9^{ème} et 10^{ème} SSR, 27 juillet 2015, Sociétés SRD et GEREDIS, n° 363984

M€	2017	2018	2019	2020
Contributions au FPE	-170	-170	-170	-170
<i>dont estimée pour l'application des formules normatives</i>	<i>-18</i>	<i>-18</i>	<i>-18</i>	<i>-18</i>
<i>dont estimée pour les reversements calculés à partir des coûts réellement exposés</i>	<i>-152</i>	<i>-152</i>	<i>-152</i>	<i>-152</i>

A ce stade, seule EDF SEI voit ses charges couvertes, au-delà du niveau du TURPE HTA-BT, par un reversement 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. La CRE envisage de maintenir le montant déjà fixé à l'occasion du TURPE 4 pour l'année 2017. Elle prévoit en 2017 de procéder à une analyse des coûts d'EDF SEI pour déterminer le niveau de reversement pour les années 2018 à 2020. L'écart entre le niveau qui sera alors décidé et le niveau de référence de 152 M€ sera compensé à travers le CRCP.

2.7.3 La rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique

Les évolutions de la rémunération des fournisseurs au titre de la prise en charge d'une partie de la relation contractuelle liant le GRD et les utilisateurs en contrat unique pourraient conduire Enedis à supporter des charges supplémentaires, aujourd'hui difficilement prévisibles. La CRE envisage donc de faire entrer dans le périmètre du CRCP les charges éventuelles liées aux contrats de prestations de services conclus avec les fournisseurs assurant une partie de la gestion des clients en contrat unique pour le compte du gestionnaire de réseau.

2.7.4 Les coûts liés à la prise en charge des impayés de la part acheminement des tarifs intégrés

Pour les utilisateurs des réseaux publics d'électricité ayant conclu avec leur fournisseur un contrat unique incluant à la fois la fourniture d'électricité et l'accès au réseau, le fournisseur collecte pour le compte du gestionnaire de réseau le paiement du TURPE, conformément aux stipulations du contrat GRD-F qui lie le fournisseur et le gestionnaire de réseau.

La décision du CoRDIS du 22 octobre 2010²¹ précise que « le contrat GRD-F ne peut avoir pour objet ou pour effet de faire supporter au seul fournisseur l'intégralité du risque d'impayés » et, ainsi, que « pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes perçues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final ». Dès lors, le contrat GRD-F stipule qu'Enedis rembourse les fournisseurs de la part des impayés qui correspond au paiement du TURPE facturé à leurs clients. Cette charge prévisionnelle avait été intégrée aux charges à couvrir prise en compte lors de l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT.

Les charges liées au remboursement des impayés aux fournisseurs pour la part correspondant au paiement du TURPE sont difficilement prévisibles avec précision. Enedis ne dispose pas par ailleurs de levier d'action pour réduire ces charges. La CRE envisage donc, à ce stade, d'intégrer ces charges dans le périmètre du CRCP.

2.7.5 Les redevances de concession

En application des contrats conclus avec les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité (AODE), le concessionnaire Enedis s'acquitte de redevances dont les coûts sont couverts par le TURPE. Ces redevances ont notamment pour objet de couvrir les charges d'exploitation supportées par les autorités concédantes dans leur mission d'organisation de la distribution publique d'électricité, ainsi que les charges liées aux investissements qu'elles réalisent sur les réseaux publics d'électricité, les règles de partage de la maîtrise d'ouvrage avec le concessionnaire étant définies par les contrats de concession. La redevance d'occupation du domaine public (RODP), quant à elle, est due au titre de la mise à disposition du concessionnaire par l'AODE d'une partie du domaine public.

Le montant des redevances versées par le GRD concessionnaire à l'AODE est déterminé par l'application de formules définies par les contrats de concession.

Un nouveau modèle type de contrat de concession est en cours d'élaboration par les instances représentatives des AODE et Enedis. Le montant des redevances qui en résulterait, ainsi que le rythme d'adoption de ce nouveau contrat dans les différentes concessions ne sont pas connus avec précision à ce jour. Les montants correspondant pourraient en outre évoluer en cours de période tarifaire, en fonction des investissements réalisés. La CRE s'interroge sur l'opportunité d'intégrer ou non les charges correspondantes dans le périmètre du CRCP.

²¹ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 22 octobre 2010 sur le différend qui oppose la société DIRECT ENERGIE à la société ELECTRICITE RESEAU DISTRIBUTION FRANCE, relatif au contrat GRD-F

2.7.6 Les incitations financières résultant des autres mécanismes de régulation incitative

Outre les éléments présentés ci-dessus, les incitations financières prévues par les mécanismes de régulation incitative décrits précédemment seraient intégrées au CRCP.

Seraient ainsi intégrées dans le périmètre du CRCP :

- les incitations relatives à la continuité d'alimentation ainsi que les montants correspondant au plafonnement du montant total des pénalités pour les coupures longues ;
- les incitations relatives à la qualité de service ;
- les incitations relatives au mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements ;
- les charges de capital « hors réseau » incitées ;
- les incitations relatives au mécanisme de régulation incitative des pertes ;
- les montants relatifs à la régulation incitative des charges de R&D et des *smartgrids* ;
- les incitations financières découlant du cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué Linky d'Enedis.

Question 19 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP existant ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

Question 20 : Etes-vous favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE ? Etes-vous favorable ou défavorable à l'inclusion dans le périmètre du CRCP des redevances de concession ?

2.8 Clause de rendez-vous

La CRE envisage d'introduire une clause de rendez-vous sur le niveau des charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT, activable au bout de deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1^{er} août 2019, à l'instar de celle prévue dans le cadre du tarif ATRD5 de GRDF.

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 retenues dans le TURPE 5 HTA-BT se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT pourrait être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes n'étant prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, soit pour les années 2019 et suivantes.

Par ailleurs, comme elle l'avait indiqué dans sa consultation publique de mai 2016, la CRE envisage d'introduire une clause de rendez-vous relative à la structure du TURPE 5 HTA-BT, permettant d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTA-BT, soit à l'été 2019. Cette clause de rendez-vous ne serait activée que si des changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux et dans les méthodes de dimensionnement des réseaux venaient à remettre en cause l'adéquation de la structure tarifaire avec la réalité des coûts. Elle serait mise en œuvre en tenant compte de l'impératif de visibilité et de stabilité des signaux tarifaires.

Question 21 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans le TURPE 5 HTA-BT, dans les conditions envisagées par la CRE ?

2.9 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'Enedis

Le projet de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA a pour objectif le déploiement de 35 millions de compteurs évolués jusqu'à la fin de l'année 2021. 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 a été mis en œuvre en 2014 afin d'inciter Enedis à maîtriser les coûts d'investissement, à respecter le calendrier de déploiement et à garantir le niveau de performance attendu du système de comptage Linky.

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014 définissant ce cadre de régulation incitative²², les charges liées au projet de comptage évolué sont prises en compte dans les trajectoires de charges d'exploitation et d'investissement du TURPE. Les actifs investis entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 bénéficient par ailleurs sur leur durée de vie d'un dispositif de couverture des charges de capital spécifique basé sur un taux de rémunération fixe et d'une prime liée aux incitations de respect des coûts, performance et délais de déploiement, selon le cadre de régulation défini par la délibération susmentionnée.

Par ailleurs, la délibération précitée prévoit la mise en place d'un mécanisme permettant de différer les effets prévisionnels du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital couvertes par le TURPE. Ce mécanisme a pour objet de faire coïncider la couverture des coûts du projet avec la période de réalisation des gains attendus du projet. Les montants définis à ce titre dans la délibération du 17 juillet 2014 sont pris en compte en déduction du revenu autorisé d'Enedis pour la période TURPE 5 présenté au paragraphe 3.4.4, selon une trajectoire définie *ex ante*.

Enfin, les incitations financières correspondant au cadre de régulation prévu par cette délibération sont prises en compte dans le calcul du solde annuel du CRCP.

3. DEMANDE TARIFAIRE D'ENEDIS ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

3.1 Evolutions tarifaires demandées par Enedis

Enedis a transmis sa demande tarifaire à la CRE le 7 mars 2016. Cette demande a été complétée par une demande tarifaire modificative le 30 juin 2016. La CRE a confié à un consultant externe la réalisation d'un audit des charges d'exploitation d'Enedis. Elle a mandaté, également, un consultant externe pour réaliser une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse critique de la demande d'Enedis concernant le calcul des charges de capital.

Dans sa demande tarifaire modifiée, Enedis propose, pour le TURPE 5 HTA-BT, les évolutions suivantes par rapport à la grille TURPE 4 HTA-BT en vigueur au 1^{er} août 2016 :

- + 3,9 % au 1^{er} juillet 2017 ;
- chaque année *N* à partir de 2018, une évolution au 1^{er} juillet de l'inflation de l'année *N-1* par rapport à l'année *N-2*.

Les évolutions demandées par Enedis sont donc les suivantes :

	2017	2018	2019	2020
Evolution du TURPE HTA-BT au 1 ^{er} juillet	3,9 %	1,4 %	1,6 %	1,7 %

Ces évolutions permettent la couverture des charges prévisionnelles dont Enedis demande la couverture, en valeur actualisée sur la période 2017-2020, par les recettes prévisionnelles. Ces évolutions prévisionnelles n'incluent aucune évolution du TURPE HTB après le 1^{er} août 2016.

La CRE envisage, à ce stade, d'adopter les prévisions d'inflation publiées par le Fonds monétaire international (FMI) pour le calcul de l'équilibre tarifaire prévisionnel.

Pour présenter une vision cohérente des évolutions tarifaires demandées par Enedis avec les évolutions envisagées par la CRE à ce stade, il convient de corriger les hypothèses suivantes :

- une entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT au 1^{er} août 2017 puis des évolutions annuelles au 1^{er} août à partir de 2018 selon l'inflation ;
- la prise en compte des prévisions d'inflation publiées par le FMI ;
- une hypothèse médiane d'évolution annuelle du TURPE HTB de + 7,1 % au 1^{er} août 2017, puis une évolution chaque année selon l'inflation prévisionnelle.

Ainsi modifiées, les évolutions tarifaires demandées par Enedis deviennent les suivantes :

	2017	2018	2019	2020
Evolution du TURPE HTA-BT au 1 ^{er} août	6,6 %	1,08 %	1,26 %	1,40 %

²² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

La hausse de 6,6 % demandée par Enedis au 1^{er} août 2017 peut s'expliquer par les éléments suivants :

- - 0,9 % en considérant un tarif prolongeant les charges nettes d'exploitation réalisées en 2015 et prenant en compte les volumes d'investissements envisagés par Enedis pour TURPE 5 ;
- + 1,0 % liés à l'évolution des charges liées au système électrique ;
- + 2,3 % liés à l'évolution des autres charges nettes d'exploitation ;
- + 3,6 % liés à la méthode et aux paramètres du calcul des charges de capital demandées par Enedis (à volume d'investissements identique) ;
- + 0,6 % liés aux demandes d'Enedis de couverture des charges liées aux provisions pour renouvellement du réseau d'alimentation générale (RAG) et aux fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2012-2016, comme présenté au paragraphe 3.4.2.

Les évolutions tarifaires demandées par Enedis s'appuient sur les hypothèses de charges d'exploitation et de charges de capital présentées ci-après. Le revenu autorisé demandé par Enedis, défini comme la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives et des autres charges dont Enedis demande la couverture, se décompose de la façon suivante :

M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Charges liées au système électrique	4 533	4 697	4 707	4 693	4 657
Autres charges nettes d'exploitation	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Charges de capital normatives	4 445	4 687	4 926	5 147	4 801
RAG et FPE pour la période 2012-2016 (cf. paragraphe 3.4.2 et 3.4.3)	66	66	66	66	66
Reversement prévisionnel FPE à EDF SEI (cf. paragraphe 2.7.2)	152	152	152	152	152
Apurement du CRCP TURPE 4	- 20	- 20	- 20	- 20	- 20
Compte régulé de lissage (CRL) Linky (cf. paragraphe 3.4.4)	- 201	- 275	- 304	- 293	- 269
Revenu autorisé total demandé	13 569	13 951	14 218	14 465	14 051

L'article L.341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

Conformément à cet article du code de l'énergie, les charges prévisionnelles présentées par Enedis sont en cours d'analyse par la CRE afin de définir une trajectoire pour la prochaine période tarifaire 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'Enedis pour les périodes TURPE 4 et TURPE 5.

Par ailleurs, la CRE a confié une étude à un consultant extérieur sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse critique de la demande d'Enedis concernant le calcul des charges de capital. La CRE s'appuiera sur les conclusions de ces études pour élaborer le prochain TURPE 5 HTA-BT.

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 Enedis conduiraient à une évolution du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2017 moins élevée que l'évolution demandée par Enedis, comprise entre 0 % et + 2,5 %, suivie d'évolutions annuelles suivant l'inflation.

3.2 Charges d'exploitation

3.2.1 Demande d'Enedis

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2017-2020, présentées par Enedis dans la mise à jour de sa demande tarifaire communiquée le 30 juin 2016 à la CRE, sont les suivantes :

En M€ courants	2015 réalisé ²³	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation totales	8 704	9 127	9 341	9 399	9 414
Charges d'accès au réseau public de transport ²⁴	3 273	3 501	3 643	3 664	3 684
Charges nettes d'exploitation, hors charges d'accès au réseau public de transport ²⁵	5 431	5 626	5 698	5 735	5 730
<i>Evolution</i>		+ 3,6 % ²⁶	+ 1,3 %	+ 0,6 %	- 0,1 %
<i>dont charges liées au système électrique</i>	1 179	1 032	1 054	1 044	1 009
<i>évolution</i>		- 12,5 %	+ 2,1 %	- 0,9 %	- 3,4 %
<i>dont autres charges nettes d'exploitation</i>	4 253	4 594	4 644	4 691	4 721
<i>évolution</i>		+ 8,0 %	+ 1,1 %	+ 1,0 %	+ 0,6 %

3.2.1.1 Charges d'accès au réseau public de transport

La demande d'Enedis concernant les charges d'accès au réseau public de transport pour la période TURPE 5 s'appuie sur des prévisions de nombre de points de livraison, de puissances souscrites et de volumes soutirés sur le réseau public de transport. La trajectoire présentée dans le tableau ci-dessus inclut une hypothèse d'évolution du TURPE HTB au 1^{er} août 2017 de + 7,1 % correspondant à la valeur médiane de la fourchette [+ 4,6 % ; + 9,6 %] envisagée à ce stade pour le tarif TURPE 5 HTB²⁷ suivie d'une évolution annuelle selon l'inflation ainsi qu'une trajectoire de volumes soutirés sur le réseau public de transport cohérente entre les TURPE HTB et HTA-BT.

L'évolution envisagée du TURPE HTB résulte :

- de la baisse des charges d'exploitation et de capital couvertes par le TURPE 5 HTB ainsi que de la hausse des recettes d'interconnexion (impact entre -4,6 % et +0,4 %) ;
- des coûts liés à l'abattement tarifaire au bénéfice des consommateurs électro-intensifs (+4,5 %) ;
- de la fin de l'apurement du CRCP et du compte régulé du financement des interconnexions mis en place au cours du tarif TURPE 3 (+3,2 %) ;
- de l'intégration dans le périmètre des coûts couverts par le TURPE HTB de certains coûts liés à l'équilibre du système électrique (+1,5 %).

3.2.1.2 Autres charges liées à l'exploitation du système électrique

Les charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au réseau public de transport, couvrent principalement les achats de pertes sur les réseaux.

²³ Y compris CICE

²⁴ Cette trajectoire inclut une hypothèse d'évolution du TURPE HTB au 1^{er} août 2017 de + 7,1 % correspondant à la valeur médiane de la fourchette [+ 4,6 % ; + 9,6 %] envisagée à ce stade pour le tarif TURPE 5 HTB suivie d'une évolution annuelle à l'inflation ainsi qu'une trajectoire de volumes soutirés sur le réseau public de transport cohérente entre les TURPE HTB et HTA-BT

²⁵ Cette chronique ne tient compte ni du reversement prévisionnel à EDF SEI, dans le cadre du FPE, calculé à partir des coûts réellement exposés par l'opérateur, ni de l'évolution envisagée du mécanisme de pénalités pour les coupures longues

²⁶ Dont + 0,9 % relatif au CICE, qui n'est pas intégré dans la demande d'ENEDIS sur la période TURPE 5

²⁷ Consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB

En M€ courants	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020
Charges liées à l'exploitation du système électrique, hors charges d'accès au réseau public de transport	1 179	1 032	1 054	1 044	1 009
<i>Evolution</i>		- 12,5 %	+ 2,1 %	- 0,9 %	- 3,4 %
<i>dont achat de pertes</i>	1 137	965	975	985	949
<i>dont autres</i>	41	67	79	59	60

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, Enedis négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats permettant la couverture des pertes, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

La demande d'Enedis concernant les charges de couverture des pertes pour la période du TURPE 5 s'appuie sur les prévisions de volumes de pertes de l'opérateur et de prix d'achat des pertes sur la période tarifaire.

	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020
Volume (TWh)	23,5	24,1	23,7	23,3	23,0
<i>dont impact Linky (TWh)</i>	-	- 0,5	- 1,1	- 1,7	- 2,3
Coût (M€ courant)	1 137	965	975	985	949

Dans la demande d'Enedis, le coût moyen annuel des pertes au titre de la période du TURPE 5 est en diminution de 15,6 % par rapport au réalisé de l'année 2015.

Cette demande se fonde, pour les volumes, sur l'hypothèse d'un taux de pertes stable hors effet Linky, et d'une hausse des injections totales²⁸ (+0,6%). Cela aboutit à une hausse des volumes de pertes attendus, plus que compensée par la diminution des pertes non techniques permises par le déploiement de Linky.

En ce qui concerne les prix d'achats, les trajectoires estimées prennent en compte les produits déjà achetés par Enedis, et considèrent le prix des produits futurs pour estimer le coût de la part encore à acheter. Cette trajectoire prend notamment en compte le surcoût d'achat des pertes lié au mécanisme de capacité dès 2017. Cette orientation est susceptible d'évoluer en fonction de l'avancée de l'enquête de la direction générale de la concurrence de la Commission européenne sur le mécanisme de capacité français.

La baisse des prix de marché amène une baisse des trajectoires d'achat des pertes par rapport au TURPE 4.

3.2.1.3 Autres charges nettes d'exploitation

La variation des autres charges nettes d'exploitation entre 2015 et 2017 s'élève à + 341 M€, dont + 51 M€ relatif au CICE qui est compris dans le réalisé et qui ne figure pas dans la demande d'Enedis. Après retraitement de cet effet périmètre, l'évolution de ces charges s'établit à + 290 M€, soit une hausse de + 6,8 %, entre le réalisé 2015 et le prévisionnel 2017.

Sur la période 2017-2020, les autres charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 0,9 % par an.

Les postes détaillés ci-dessous contribuent notamment à la hausse présentée par Enedis entre 2015 et 2017 :

- *Autres achats et services nets de production immobilisée achats* (+ 84 M€ entre 2015 et 2017, hors redevances de concession), en particulier :
 - o Informatique et Télécom (+ 51 M€, soit + 14,1 % entre 2015 et 2017 et ensuite une augmentation moyenne annuelle sur 2017-2020 de + 1,1 %)

Enedis indique avoir construit cette trajectoire prévisionnelle en reconduisant le niveau du réalisé 2015 auquel s'ajoutent les coûts non immobilisables de construction ou d'évolution des nouvelles applications.

²⁸ Injections RTE + production décentralisée + injections ELD, sur les réseaux exploités par ENEDIS

- Tertiaire et Prestations (+ 29 M€, soit + 4,4 % entre 2015 et 2017 et ensuite une augmentation moyenne annuelle sur 2017-2020 de + 0,6 %)

Pour expliquer la hausse de ce poste entre 2015 et 2017, Enedis met principalement en avant les éléments suivants :

- prise en compte des dépenses relatives à son changement d'identité sociale. Ces dépenses se montent au total à 25 M€ et sont réparties sur les années 2016 et 2017 à hauteur de, respectivement, 15 M€ et 10 M€. Ces charges avaient fait l'objet d'une provision comptabilisée en 2015 en *autres charges d'exploitation* ;
- surcoût lié au renouvellement des contrats de relève des compteurs avec les prestataires, tenant compte de la désoptimisation des tournées dans un contexte de déploiement des compteurs Linky : + 9 M€ en 2017 par rapport au réalisé 2015.

- Redevances de concession

Enedis a engagé depuis plusieurs mois des négociations avec la Fédération nationale des collectivités concédantes et des régions (FNCCR) et France Urbaine portant sur une refonte du modèle de contrat de concession. La trajectoire prévisionnelle communiquée par Enedis prend en compte les derniers éléments issus de ces négociations. Dans ce cadre, l'augmentation anticipée du niveau des redevances conjuguée à des renouvellements massifs par anticipation des contrats de concession sur la base du nouveau modèle de contrat prévus par Enedis à compter de 2017, entraînent une hausse significative sur la période 2015-2020 des redevances de concession.

- *Charges de personnel* (+ 225 M€ entre 2015 et 2017) et *production immobilisée main d'œuvre* (- 99 M€ entre 2015 et 2017) :

L'évolution du poste *Charges de personnel* entre 2015 et 2017 (+ 8,3 %) est portée par l'augmentation des rémunérations principales ainsi que par l'évolution du niveau des charges de pension supportées par Enedis. Ces charges se stabilisent ensuite sur la période 2017-2020, avec une augmentation moyenne annuelle de + 0,5 %.

Les rémunérations principales sont en hausse entre 2015 et 2017, du fait d'un effet volume, les effectifs atteignant un pic en 2017 avec le déploiement de Linky, et d'un effet prix en lien avec les hypothèses de SNB (Salaire national de base) et GVT (Glissement vieillissement technicité) retenues.

L'évolution du niveau des charges de pension s'explique principalement par les éléments suivants :

- augmentation des cotisations CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières) en lien avec un effet assiette et un effet prix dû à la hausse des taux CNIEG ;
- augmentation des dotations nettes aux provisions en lien notamment avec :
 - la réforme des régimes complémentaires AGIRC / ARRCO ;
 - l'évolution des modalités de calcul des engagements relatifs aux avantages en nature énergie (ANE) ;
 - l'accord entre les groupes EDF et ENGIE relatif à l'alignement des avantages au personnel ayant donné lieu à une reprise sur provision en 2015 ;
 - la reprise de provision effectuée en 2015 consécutive à la réforme du capital décès servi par le régime des industries électriques et gazières.

La production immobilisée main d'œuvre présente également une augmentation significative entre 2015 et 2017 (+ 18,2 %). Cette croissance est principalement expliquée par Enedis comme une conséquence du déploiement de Linky. Son rythme de progression est plus modéré sur 2017-2020 avec une moyenne annuelle de + 2,9 %.

- *Impôts et taxes* (+ 29 M€²⁹ entre 2015 et 2017)

La hausse de ce poste entre 2015 et 2017 (+ 3,9 %), qui est en croissance sur 2017-2020 à hauteur de 1,7 % en moyenne, est principalement portée par la hausse prévisionnelle du niveau du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) estimée par Enedis.

- *Autres charges d'exploitation* (+ 30 M€³⁰ entre 2015 et 2017)

²⁹ Ce montant intègre le retraitement d'un effet périmètre : 8 M€ relatifs au FPE et provisionnés en *Autres charges d'exploitation* en 2015 ont été réintégrés au poste *Impôts et taxes*. Hors retraitement, l'évolution de ce poste entre 2015 et 2017 est de + 36 M€.

³⁰ Ce montant intègre le retraitement d'un effet périmètre : 8 M€ relatifs au FPE et provisionnés en *Autres charges d'exploitation* en 2015 ont été réintégrés au poste *Impôts et taxes*. Hors retraitement, l'évolution de ce poste entre 2015 et 2017 est de + 23 M€.

Ce poste présente une croissance entre 2015 et 2017 de 9,3 % (suivie d'une hausse moyenne annuelle sur 2017-2020 de 2,1 %), qui est notamment imputable à l'évolution des charges relatives au tarif agents du fait de la hausse du nombre de bénéficiaires (principalement inactifs), conjuguée à une augmentation des prix de l'électricité estimées par Enedis.

- *Produits extratarifaires* (- 10 M€ entre 2015 et 2017)

Le niveau prévisionnel du poste produits extratarifaires pour 2017 s'élève à 1 133 M€, soit en légère baisse (- 0,9 %) par rapport au réalisé 2015, égal à 1 142 M€. Cette relative stabilité masque deux effets contraires :

- o une hausse du niveau des contributions aux raccordements (+ 30 M€, soit + 5,1 %) : cette croissance des recettes de raccordements s'applique à la fois aux raccordements de consommateurs et de producteurs ;
- o une baisse du niveau des *autres produits d'exploitation* (- 29 M€, soit - 21,6 %) du fait notamment d'une diminution (puis d'un arrêt à compter de 2018) de la facturation des fréquences TCFM³¹ (175 Hz). Enedis ne percevra plus les produits de la facturation de leur utilisation à EDF.

3.2.1.4 Projets marquants de la période TURPE 5 identifiés par Enedis

Enedis a identifié dans son dossier tarifaire 5 projets marquants sur la période TURPE 5. Les charges associées à ces projets ont été ventilées par Enedis dans les différents postes de charges nettes d'exploitation et contribuent, à ce titre, à l'évolution des charges supportées par l'opérateur entre 2015 et 2017 telle que présentée plus haut.

En M€ courants	2015 Réalisé	2016 Estimé	2017	2018	2019	2020
Linky (hors gains)	59	111	153	183	196	205
<i>dont baisse de produits extratarifaires non identifiée dans le plan d'affaires Linky 2014³²</i>	-	2	25	51	64	79
Changement d'identité sociale	42 ³³	15 ³⁴	10	-	-	-
Programme numérique	15	25	29	34	27	20
Transformation du système d'information	33	45	59	62	59	60
Programme télécoms	-	2	5	16	19	19
TOTAL	149	198	256	295	301	304

- *Linky*

Le déploiement progressif de Linky a des impacts sensibles sur les charges d'exploitation d'Enedis qui diffèrent selon les phases de déploiement.

Dans un premier temps, le programme génère des charges supplémentaires. Elles sont liées aux coûts propres du programme (coûts de pilotage et de communication et par ailleurs coûts des compteurs et concentrateurs et de leur pose, compensés au compte de résultat par la production immobilisée) et aux coûts induits (par exemple l'augmentation des charges de prestation de relève des compteurs non Linky car l'augmentation des coûts de relève du fait de la désoptimisation des tournées n'est pas compensée dans un premier temps par la diminution des volumes).

Les gains sur les activités d'interventions chez les utilisateurs et les gains sur la relève apparaissent progressivement à compter de 2017 et atteignent 70M€ en 2020.

³¹ Télécommande centralisée à fréquence musicale.

³² La diminution puis la suppression à compter de 2018 des refacturations TCFM ainsi que la baisse des prix des prestations ont été rattachées au projet Linky par Enedis alors que ces produits extratarifaires n'avaient pas été intégrés dans le périmètre du plan d'affaires Linky de 2014.

³³ Une provision de 42 M€ a été comptabilisée par Enedis en 2015 au titre du changement d'identité sociale.

³⁴ Les reprises de provisions associées aux charges de changement d'identité sociale portant sur les années 2016 et 2017 n'ont pas été déduites par Enedis de ses charges à couvrir. En corrigeant cet effet, le coût total serait donc de 25 M€.

L'impact sur le niveau du tarif des charges et des gains prévisionnels liés au projet Linky est compensé par un mécanisme de différé tarifaire, le compte régulé de lissage (CRL), présenté au paragraphe 3.4.4.

- *Changement d'identité sociale*

ERDF a annoncé le 31 mai 2016 son changement d'identité sociale, devenant Enedis. Ce changement de nom nécessite l'adaptation de tous les supports marqués ERDF. Des coûts de création, pilotage et déploiement sont à ce titre prévus par Enedis sur 2016 et 2017 et ont été provisionnés dès 2015.

- *Programme numérique*

Enedis a engagé un programme visant à accompagner la transformation de ses métiers. Ce programme s'articule autour de quatre dimensions :

- o le développement des outils de mobilité (smartphones, tablettes) et des applications mobiles permettant ainsi d'accroître la réactivité et la performance de l'entreprise ;
- o la mise à disposition des données aux utilisateurs, collectivités et acteurs du marché ;
- o la contribution au développement économique et territorial via un écosystème de start-up innovantes ;
- o le développement de plateformes technologiques visant à la mise en œuvre de nouveaux outils informatiques.

Ce programme numérique génère principalement des dépenses d'informatique et télécoms et des charges de personnel sur la période TURPE 5.

- *Transformation du système d'information*

Enedis souligne que la période TURPE 5 sera marquée par de grandes transformations de son système d'information, dans un contexte de déploiement en masse de Linky. Ces transformations visent à l'implantation de nouvelles applications de gestion et de facturation des utilisateurs (application Ginko), de programmations des interventions chez les utilisateurs (application Cinke), et du système traitant des données de relève (application STM). Le développement de ces nouvelles applications s'effectue dans un premier temps avec maintien des applications antérieures ; les effets de cette période de « double run » devraient décroître significativement dès 2020 avec le décommissionnement progressif des applications antérieures.

Ce projet génère très majoritairement des dépenses d'informatique et télécoms sur la période TURPE 5.

- *Programme télécoms*

Ce programme vise à faire évoluer les moyens de télécommunication industrielle mis en œuvre par Enedis en améliorant la résilience des infrastructures télécoms critiques de conduite des réseaux et en anticipant les obsolescences des technologies actuelles.

Ce projet génère exclusivement des dépenses d'informatique et télécoms sur la période TURPE 5.

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

3.2.2.1 Conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation d'Enedis mandaté par la CRE

La CRE a mandaté un auditeur externe en mars 2016 pour réaliser un audit des charges nettes d'exploitation présentées par Enedis en complément des analyses qui seront menées par les services. Les travaux se sont déroulés en deux temps :

- avril à juin 2016 : audit des charges d'exploitation présentées par Enedis dans son dossier tarifaire initial transmis le 7 mars 2016 ;

- juillet 2016 : audit de la révision du dossier tarifaire transmise par Enedis le 30 juin 2016. La CRE a demandé à Enedis une mise à jour de sa demande tarifaire pour fin juin 2016, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues d'Enedis à cette date, susceptibles d'avoir des impacts sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse. Certains éléments nouveaux intégrés dans la révision du dossier tarifaire d'Enedis n'ont pas pu faire l'objet d'une revue par le consultant. Ils donneront lieu à une analyse de l'auditeur dans une version mise à jour de son rapport.

Le rapport de l'auditeur sur les charges nettes d'exploitation avant révision du 30 juin 2016 est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Les objectifs de l'audit étaient les suivants :

- comprendre les fondamentaux sous-jacents à chaque poste de charges et produits d'exploitation d'Enedis et les hypothèses sous-jacentes à leur évolution sur la période 2014-2021 ;
- formuler une appréciation sur les évolutions proposées par l'opérateur pour la prochaine période de régulation 2017-2020, en s'appuyant notamment sur l'analyse du niveau des charges constatées sur les exercices 2014 et 2015 et estimées sur les exercices 2016 et 2017 ;
- si le niveau proposé par Enedis ne s'avérait pas efficient, proposer un niveau de charges nettes d'exploitation efficient pouvant être atteint par l'opérateur ;
- porter une appréciation sur les indicateurs mis en place et suivis par Enedis pour piloter les efforts de productivité sur la prochaine période tarifaire ainsi que la stratégie mise en œuvre pour atteindre les objectifs qu'Enedis s'est fixé dans ce domaine.

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 TURPE 5 présentée par l'opérateur dans son dossier tarifaire initial, hors ajustements additionnels au titre de l'efficience :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Ajustements recommandés par l'audit externe	- 114	- 102	- 105	- 125	- 112
<i>dont révision des hypothèses d'inflation</i>	- 8	- 12	- 14	- 14	- 12
<i>dont CICE</i>	- 51	- 51	- 51	- 51	- 51
<i>dont autres ajustements</i>	- 55	- 39	- 40	- 60	- 49

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 anticipés par le FMI en avril 2016. Les autres ajustements concernent principalement les postes charges de sécurité sociale, tertiaire et prestations, autres charges, charges de pensions et refacturation à GRDF.

Ajustements additionnels au titre de l'efficience :

L'auditeur a par ailleurs réalisé un benchmark pour formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif TURPE 5.

Les travaux menés par l'auditeur lors de l'audit des charges d'exploitation d'Enedis ont amené à analyser les charges d'informatique et télécoms « socles³⁵ » d'Enedis réalisées en 2015 au regard de celles de 8 autres GRD européens, et à porter une appréciation sur le niveau d'efficience de ces charges « socles », en prenant en compte deux variables explicatives des coûts de ces opérateurs :

- le nombre d'utilisateurs raccordés ;
- la longueur totale du réseau.

³⁵ Les charges d'informatique et télécoms « hors socle » correspondent aux dépenses SI Linky, aux charges SI liées à la chaîne de comptage hors Linky (Ginko, Cinke, STM, ...), et aux charges afférentes aux projets Numérique et Télécom

L'auditeur a également cherché à apprécier le niveau efficient des charges immobilières à travers une analyse comparative du nombre de m² par agent et du niveau des loyers d'Enedis par rapport aux prix du marché en France.

A l'issue de ses travaux, l'auditeur conclut à un potentiel d'efficience des charges d'exploitation « informatique et télécoms » et « immobilier » d'Enedis constatées en 2015, qu'il estime à environ 31 M€ à l'horizon 2020, tout en recommandant une progressivité dans l'atteinte de cet objectif. Par ailleurs, l'auditeur considère que les dépenses engagées au titre de l'équipement en smartphones et tablettes des salariés opérant en mobilité ainsi que celles relatives aux projets de transformation numérique doivent permettre de dégager des gains de productivité à hauteur de 3 M€ par an à compter de 2018.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Objectifs d'efficience additionnelle	- 21	- 24	- 31	- 34	- 28
<i>dont objectifs d'efficience « immobilier »</i>	- 21	- 21	- 21	- 21	- 21
<i>dont objectifs d'efficience « informatique et télécoms »</i>	-	-	- 7	- 10	- 4
<i>dont objectifs d'efficience « équipement en smartphones et tablettes des salariés opérant en mobilité » et « projets de transformation numérique »</i>	-	- 3	- 3	- 3	- 2

Ces ajustements additionnels au titre de l'efficience recommandés par l'auditeur représentent 28 M€ en moyenne par an au cours de la période TURPE 5.

Autres ajustements :

En plus des ajustements recommandés, l'auditeur a par ailleurs laissé à l'appréciation de la CRE l'analyse de certains thèmes, dont il estime qu'ils relèvent essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation. Ces thèmes concernent :

- le traitement du dépassement prévisionnel du plan d'affaires Linky validé en 2014 sur la période TURPE 5, estimé à 2 M€ par an, qu'Enedis juge temporaire (ce dépassement devrait être compensé au-delà de 2021 grâce à la diminution des coûts de télécommunication) et qu'Enedis explique principalement par des exigences renforcées de l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) en matière de cybersécurité ;
- la revue de certains contrats d'achats d'Enedis à EDF S.A. dont le montant moyen annuel s'établit à 45 M€ sur la période TURPE 5 qui pourraient inclure des prestations dont la compatibilité avec les dispositions de l'article L.111-61 du code de l'énergie relatives à l'indépendance du GRD n'a pas été établie et/ou des prestations dont le coût n'est pas justifié ;
- la vérification de la prise en compte sur la période TURPE 5 des nouvelles modalités d'évaluation des risques au titre des sinistres « responsabilité civile générale » (RCG) résultant de l'analyse menée sur la période 2007-2014 ayant conduit à une reprise de provision comptabilisée en 2015 pour 25 M€ ;
- la couverture par le tarif des dotations aux provisions pour risques de 7 M€ par an liées aux probables redressements URSSAF à venir en 2018 et 2021 ;
- le niveau des dotations aux provisions pour indemnités de départ à la retraite sur la période TURPE 5 à la suite de la réforme en 2015 du capital décès (secours immédiat) servi par le régime des industries électriques et gazières ayant donné lieu à une reprise de provision de 13 M€ ;
- la vérification de la prise en compte, dans le cadre de l'estimation des niveaux prévisionnels des charges d'exploitation liées aux tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agents ») dont bénéficient les agents actifs et inactifs d'Enedis, de l'accord conclu le 30 juin 2015 entre ENGIE et EDF relatif à la compensation due au titre du tarif particulier ;
- l'implication de la baisse de - 0,5 % des tarifs réglementés de vente d'électricité qu'a proposée la CRE le 13 juillet dernier sur le poste de charges « tarif agents » (correspondant à la différence entre le tarif domestique moyen -taxes sur l'électricité et le gaz comprises- et le tarif qui est applicable aux agents actifs et retraités) ;

- l'identification de recettes éventuelles associées à des protocoles de collaboration sur le comptage intelligent conclus entre le groupe EDF et d'autres GRD (tels que celui conclu en novembre 2015 entre EDF International Networks et ORES) qui pourraient ne pas avoir été prises en compte dans les trajectoires de charges nettes d'exploitation présentées par Enedis ;
- la revue des charges d'exploitation prévisionnelles associées à l'exécution des contrats de prestations de services conclus entre Enedis et des fournisseurs, au titre de la gestion de la relation contractuelle pour l'accès au réseau avec les clients en contrat unique ;
- le niveau des charges au titre du fonds de péréquation de l'électricité, estimé par Enedis à 18 M€ par an ;
- l'identification des coûts prévisionnels « réseaux électriques intelligents » sur la période TURPE 5 autres que ceux présentés par Enedis dans les charges de R&D au titre du « Programme de démonstrateurs réseaux électriques intelligents ».

3.2.2.2 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 contradictoire avec Enedis dans le courant du mois de juin 2016. Enedis a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant.

Enedis remet en cause la majorité des ajustements identifiés par le consultant dans le cadre de cet échange contradictoire. Enedis a par ailleurs intégré dans sa trajectoire révisée transmise le 30 juin 2016 certains ajustements non remis en cause :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Ajustements de l'audit externe <u>non remis en cause</u> par Enedis	4	23	34	31	23
<i>dont reflétés dans leur révision</i>	2	16	28	36	21
<i>dont non reflétés dans leur révision</i>	2	7	6	-5	3
Ajustements de l'audit externe <u>remis en cause</u> par Enedis	- 118	- 125	- 139	- 156	- 135
<i>dont CICE</i>	- 51	- 51	- 51	- 51	- 51
<i>dont autres ajustements</i>	- 67	- 74	- 88	- 105	- 84
TOTAL	- 114	- 102	- 105	- 125	- 112

La CRE considère à ce stade qu'il n'y a pas d'élément justifiant de ne pas prendre en compte le produit du CICE dans la détermination du revenu autorisé. Le montant du CICE perçu par Enedis s'établissant à environ 51 M€ en 2015, la CRE envisage à ce stade de réduire les trajectoires prévisionnelles de charges pour le TURPE 5 HTA-BT de ces montants.

Les autres ajustements remis en cause par Enedis ont été ceux maintenus par le consultant malgré les justifications complémentaires apportés par Enedis dans le cadre de l'échange contradictoire. La CRE considère à ce stade que ces ajustements sont à considérer dans le cadre de la détermination de la « fourchette basse » des charges nettes d'exploitation d'Enedis.

Ajustements additionnels au titre de l'efficience :

Parmi les objectifs d'efficience recommandés par le consultant, Enedis ne valide qu'en partie ceux relatifs à la trajectoire des charges immobilières :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Objectif d'efficience additionnelle non remis en cause par Enedis et reflété dans sa révision du 30 juin 2016 en lien avec l'immobilier	- 1	- 5	- 11	- 18	- 9
Objectif d'efficience additionnelle remis en cause par Enedis et non reflété dans sa révision du 30 juin 2016	- 20	- 19	- 20	- 16	- 19
Objectif d'efficience additionnelle recommandé par le consultant	- 21	- 24	- 31	- 34	- 28

Selon Enedis, dans un contexte de projets à forts enjeux (projet Linky notamment), un rattrapage du potentiel d'efficience des charges immobilières d'Enedis sur une période supérieure à une seule période tarifaire pourrait se justifier. Une telle progressivité laisserait à l'opérateur davantage de temps pour mettre en place les actions de maîtrise de ses coûts.

La CRE considère à ce stade que les autres objectifs d'efficience maintenus par le consultant à l'issue de l'échange contradictoire avec Enedis sont à prendre en compte dans le cadre de la détermination de la « fourchette basse » des charges nettes d'exploitation d'Enedis.

Autres ajustements :

S'agissant des thèmes dont l'auditeur a considéré qu'ils relevaient essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation, la CRE estime à ce stade que les enjeux sont de l'ordre de 33 M€ courants par an sur la période TURPE 5 :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Autres ajustements relatifs aux arbitrages de la CRE	- 33	- 33	- 33	- 33	- 33

Synthèse

La demande d'Enedis conduirait à une forte hausse des charges nettes d'exploitation hors achats liés au système électrique à couvrir par le tarif TURPE 5 par rapport au niveau des charges constatées en 2015 (dont CICE) : + 8 % en 2017, suivi d'une hausse de + 0,9 % par an de 2018 à 2020. A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande d'Enedis est surévaluée.

Sur la base de l'ensemble des éléments précédents, le niveau des charges nettes d'exploitation (hors achats liés au système électrique) d'Enedis après prise en compte des ajustements pourrait être compris entre une fourchette basse de 4 447 M€ et une fourchette haute de 4 615 M€ en moyenne sur la période 2017-2020. Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, sur le niveau de productivité intégré dans la trajectoire de l'opérateur et sur les points laissés à l'appréciation de la CRE.

Ces niveaux restent significativement supérieurs à celui constaté en 2015 (dont CICE) qui s'élevait à 4 253 M€.

La « fourchette haute » est établie sur la base :

- de la trajectoire révisée des charges d'exploitation d'Enedis ;
- des seules conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation non remises en cause par Enedis et non reflétées dans la révision ;
- de l'ajustement relatif au CICE.

La « fourchette basse » est établie sur la base :

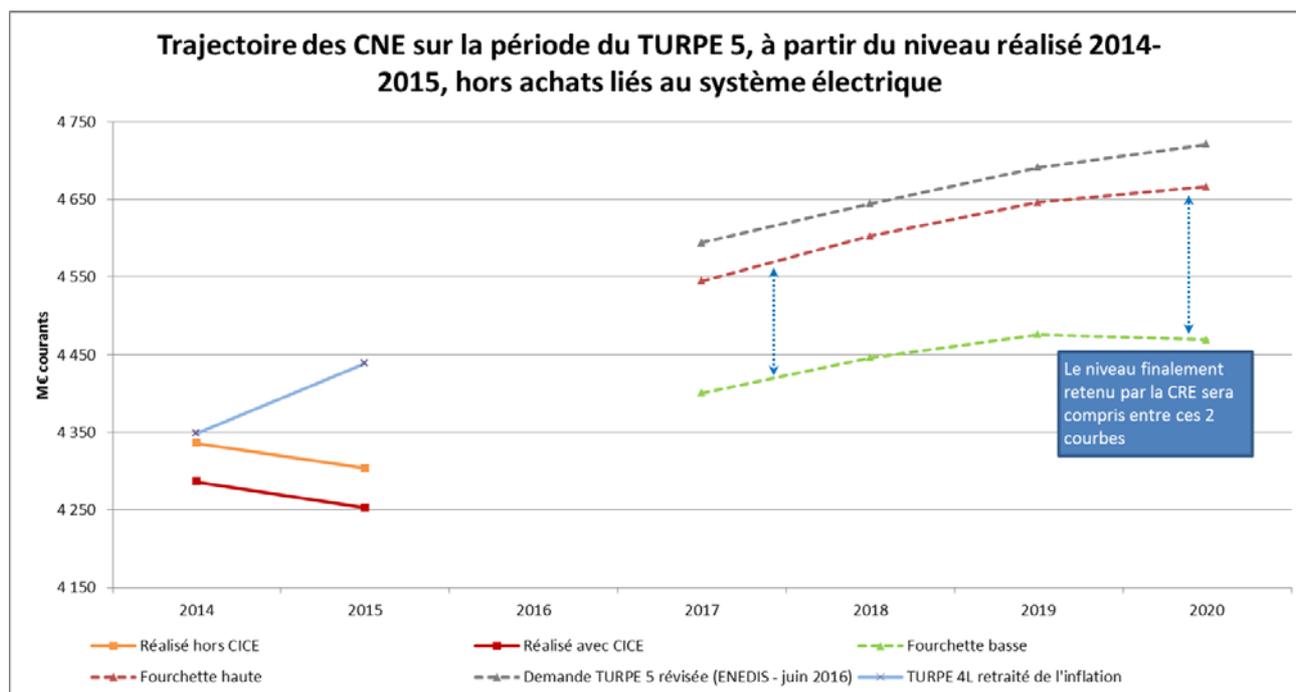
- de la trajectoire révisée des charges d'exploitation d'Enedis ;
- de laquelle seront retranchés les éléments nouveaux de la révision n'ayant pas fait l'objet d'une revue par le

consultant ;

- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation d'Enedis non reflétées dans la trajectoire révisée (y compris l'ajustement relatif au CICE) ;
- des ajustements additionnels au titre de l'efficience recommandés par l'auditeur non reflétés dans la trajectoire révisée ;
- et d'ajustements sur l'ensemble des autres points laissés à l'appréciation de la CRE.

En M€ courants – hors achats liés au système électrique	2017	2018	2019	2020	Moyenne
« Fourchette haute »					
Total charges d'exploitation nettes – demande <u>révisée</u> d'Enedis	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Ajustements de l'audit externe non remis en cause par Enedis et non reflétés dans la révision	2	7	6	-5	3
Ajustement relatif au CICE	- 51	- 51	- 51	- 51	- 51
Niveau résultant des charges nettes d'exploitation TURPE 5 – « Fourchette haute », hors achats liés au système électrique	4 545	4 600	4 646	4 665	4 615
« Fourchette basse »					
Total charges d'exploitation nettes – demande <u>révisée</u> d'Enedis	4 594	4 644	4 691	4 721	4 663
Eléments nouveaux de la révision n'ayant pas fait l'objet d'une revue par le consultant	- 26	- 29	- 30	- 43	- 32
Ajustements de l'audit externe <u>non remis en cause</u> par Enedis et non reflétés dans la révision	2	7	6	- 5	3
Ajustements recommandés par l'audit externe <u>remis en cause</u> par Enedis et non reflétés dans la révision (y compris ajustement relatif au CICE)	- 118	- 125	- 139	- 156	- 135
Ajustements additionnels d'efficience non reflétés dans la révision	- 20	- 19	- 20	- 16	- 19
Autres ajustements relatifs aux arbitrages de la CRE	- 33	- 33	- 33	- 33	- 33
Niveau résultant des charges nettes d'exploitation TURPE 5 – « Fourchette basse », hors achats liés au système électrique	4 399	4 445	4 475	4 468	4 447

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



Question 22 : Que pensez-vous de la fourchette de charges nettes d'exploitation envisagée par la CRE ?

3.2.2.3 Analyse détaillée du projet Linky

La comparaison des charges nettes d'exploitation prévisionnelles cumulées (i.e. gains inclus) sur la période 2017-2020 transmises par Enedis dans sa demande tarifaire, soit 395 M€, avec celles du plan d'affaires établi en 2014 et utilisé par la CRE pour définir le cadre de régulation du projet, soit 386 M€, fait apparaître un écart de + 9 M€.

En M€ courants	2015	2016 Estimé	2017	2018	2019	2020
Plan d'affaires Linky, retraité de l'inflation – gains inclus	64	89	93	125	107	60
Réalisé 2015 / prévisionnel mis à jour – gains inclus	59	111	121	119	99	56
<i>dont coûts d'exploitation – hors gains (retraités des produits extratari-faires non identifiés dans le plan d'affaires Linky)</i>	59	109	128	132	132	126
<i>dont gains</i>	-	3	- 7	- 13	- 32	- 70
Ecart	+ 5	- 22	- 28	+ 6	+ 8	+ 4

Cet écart de + 2 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 5 s'explique principalement d'après Enedis par des exigences renforcées de l'ANSSI en matière de cybersécurité.

Entre 2015 et 2017 les charges nettes d'exploitation prévisionnelles sont en hausse de 62 M€. Une partie de cette hausse, à hauteur de 34 M€, était initialement prévue dans le plan d'affaires du projet Linky validé en 2014 (93 M€ prévus en 2017 comparé au réalisé 2015 de 59 M€). Retraité de cet élément, l'augmentation des

charges nettes d'exploitation du projet Linky entre 2015 et 2017 s'élève à 28 M€. Les prévisions d'Enedis présentées dans le tableau ci-dessus montrent que ce dépassement est partiellement compensé les années suivantes.

La CRE envisage à ce stade de prendre en compte les 2 M€ de coûts supplémentaires annuels dans la trajectoire tarifaire TURPE 5 d'Enedis.

3.3 Charges de capital

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

3.3.1 Méthode de calcul des charges de capital

3.3.1.1 Méthode mise en œuvre dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT

Tirant les conclusions de la décision du conseil d'Etat du 28 novembre 2012³⁶, la CRE a établi, dans le TURPE 4 HTA-BT, une méthode de calcul des charges de capital s'appuyant, comme la méthode précédente, sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), qu'elle adapte pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession.

Ainsi, la délibération TURPE 4 HTA-BT du 12 décembre 2013³⁷ détermine les charges de capital couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux comme la somme :

- d'une marge sur actif, appliquée à la valeur totale de la base des actifs régulés (BAR), procurant au gestionnaire de réseau une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par les concédants, à ses risques et périls.

Cette marge sur actif est calculée de la manière suivante :

$$\text{Marge sur actif} = \text{Bêta} \times \text{Prime de marché} / (1 - \text{Taux d'impôts sur les sociétés})$$

Où :

- le bêta correspond à la sensibilité de la valeur de l'actif de l'entreprise par rapport aux fluctuations du marché des actions. Il représente la mesure du risque non diversifiable de l'actif de l'entreprise (le fait que la valeur d'Enedis ne soit pas observable sur un marché n'empêche pas cette valeur d'exister et de varier de façon partiellement synchrone avec la valeur moyenne du marché des actions ; la notion de bêta est donc également pertinente dans le contexte d'actifs non cotés) ;
- la prime de marché correspond à la rentabilité moyenne du marché des actions par rapport au taux sans risque.
- d'une rémunération au taux sans risque (avant impôts) des « capitaux propres régulés », correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité ;
- des charges financières éventuelles, dans le cas où le gestionnaire de réseau ferait appel à des emprunts financiers ;
- de l'ensemble des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement.

3.3.1.2 Méthode confirmée par la décision du conseil d'Etat du 13 mai 2016³⁸

Par une requête sommaire enregistrée le 17 février 2014, complétée par un mémoire, la société Direct Energie a demandé au Conseil d'Etat l'annulation de la délibération TURPE4 HTA-BT du 12 décembre 2013.

Par sa décision du 13 mai 2016, le conseil d'Etat a rejeté la requête de la société Direct Energie et apporté les précisions suivantes :

« 4. Considérant, en premier lieu, qu'aux termes du 1 de l'article 14 du règlement du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement n° 1228/2003 : " Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. (...) " ; qu'aux termes

³⁶ CE, 9^{ème} et 10^{ème} SSR, 28 novembre 2012, Société Direct Energie et Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication, n° 330548, 332639, 332643

³⁷ 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.

³⁸ Conseil d'Etat, 9^{ème} - 10^{ème} chambres réunies, 13/05/2016, 375501

de l'article L. 341-2 du code de l'énergie : " Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. (...) " ;

5. Considérant qu'il ressort des pièces du dossier que, pour fixer les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, la CRE a défini les charges de capital comme la somme de la rémunération des actifs en service et du montant des provisions pour renouvellement des immobilisations ainsi que des amortissements relatifs aux immobilisations autres que celles qui ont été réalisées par les concédants avant le 31 décembre 2004, diminuée du montant des actifs financés par les concédants ; que la rémunération des actifs en service est obtenue en multipliant la " base d'actifs régulés ", égale à la valeur nette comptable des immobilisations figurant à l'actif du bilan de la société ERDF, déduction faite de celles qui ont été financées par les concédants avant le 31 décembre 2004, par un taux de rémunération ; que cette méthode de calcul a été substituée, à compter du 1er janvier 2006, à une précédente méthode consistant à évaluer le montant des charges de capital comme la somme des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement, des charges liées aux dettes financières et de la rémunération des capitaux propres, déduction faite de la trésorerie ;

6. Considérant qu'il ressort également des pièces du dossier que, pour l'application de cette méthode, la CRE a pris en compte non seulement les capitaux propres et, le cas échéant, les emprunts financiers figurant au passif de la société ERDF, mais également les " comptes spécifiques des concessions ", qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ; qu'elle leur a appliqué des taux de rémunération différents, en appliquant aux capitaux propres régulés, définis comme la différence entre, d'une part, la valeur nette des actifs de réseau, et, d'autre part, les passifs de concession, les provisions pour renouvellement, les subventions d'investissement et, le cas échéant, les emprunts financiers, un taux " sans risque " auquel s'ajoute une " prime de risque ", alors que, pour les autres postes du passif, elle n'a appliqué que la " prime de risque " ; que, contrairement à ce que soutient la société requérante, les dispositions, citées au point 5, de l'article 14 du règlement du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 et de l'article L. 341-2 du code de l'énergie n'excluent pas l'application d'une méthode telle que celle à laquelle a eu recours la CRE, dès lors que celle-ci prend en compte, dans les taux de rémunération qu'elle retient, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement des immobilisations ; que ces dispositions n'excluent pas davantage l'intégration, dans la " base d'actifs régulés ", d'actifs détenus par l'autorité concédante et mis à la disposition de la société ERDF, dès lors que cette mise à disposition est rémunérée et implique l'obligation pour le concessionnaire de restituer ces actifs en état normal de fonctionnement au terme de la concession ; que, par suite, le moyen tiré de l'illégalité de la méthode de calcul des charges de capital retenue par la CRE doit être écarté ».

3.3.1.3 Méthode proposée par Enedis pour la période TURPE 5

La demande tarifaire d'Enedis pour la période TURPE 5 s'appuie sur une méthode de calcul des charges de capital reposant sur des principes différents de la méthode définie par la délibération TURPE 4 HTA-BT.

La différence entre les deux méthodes se concentre notamment sur la rémunération des actifs (hors actifs liés au système de comptage évolué Linky d'Enedis).

Enedis demande également la rémunération des immobilisations en cours (IEC) à un coût moyen pondéré du capital (CMPC).

3.3.1.4 Analyse préliminaire de la CRE

Méthode de calcul des charges de capital :

La CRE envisage de reconduire la méthode utilisée dans le tarif TURPE 4 HTA-BT pour le calcul des charges de capital.

La CRE envisage cependant d'apporter une modification à cette méthode, uniquement s'agissant de la prise en compte des emprunts financiers. En effet, même si au moment de la délibération TURPE 4³⁹ le passif d'Enedis ne présentait pas d'emprunts financiers, le cadre tarifaire TURPE 4 prévoyait la couverture explicite des éventuels frais financiers. La CRE envisage pour la période TURPE 5 de rémunérer les emprunts financiers sur la base du taux sans risque qui sera retenu pour fixer le taux de rémunération des capitaux propres régulés d'Enedis⁴⁰. La fixation ex ante du taux de rémunération des emprunts financiers permettrait notamment d'inciter l'opérateur à lever de la dette de manière efficiente.

³⁹ Délibération du 12 Décembre 2013 de la Commission de régulation de l'énergie portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

⁴⁰ Les emprunts financiers seront donc rémunérés au taux sans risque nominal (tout en tenant compte de la déductibilité fiscale à 75% des frais financiers) tandis que le taux de rémunération des capitaux propres régulés est calculé avant prise en compte de l'impôt sur les sociétés

(IS), soit par la formule $\frac{\text{Taux sans risque nominal}}{(1 - \text{Taux d'IS})}$.

Immobilisations en cours :

Les immobilisations en cours sont actuellement rémunérées dans les tarifs de transport de gaz, d'électricité, dans les tarifs des terminaux méthaniers et dans le tarif de distribution de gaz uniquement pour les immobilisations en cours relatives au projet de compteur évolué « Gazpar » de GRDF.

La rémunération des immobilisations en cours est justifiée par la couverture des coûts de financement des investissements pendant la phase de construction pour des investissements dont la durée avant la mise en service est longue.

La durée moyenne de la phase de construction étant plus courte dans le cas d'Enedis que dans les tarifs précités, la CRE considère qu'il n'est pas justifié de rémunérer les immobilisations en cours d'Enedis.

La CRE envisage donc de ne pas introduire de rémunération pour les immobilisations en cours d'Enedis au cours de la période régulatoire TURPE 5.

Question 23 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de reconduire pour la période TURPE 5 la méthode de calcul de charges de capital utilisée pour le tarif TURPE 4 ?

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de couvrir au taux sans risque les frais financiers d'Enedis pour la période TURPE 5 ?

Question 25 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de ne pas introduire de rémunération pour les immobilisations en cours d'Enedis pour la période TURPE 5 ?

3.3.2 Paramétrage du calcul des charges de capital

Dans sa demande tarifaire, Enedis a réalisé par l'intermédiaire d'un consultant externe une estimation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour l'activité de distribution d'électricité. Cette estimation a conduit à une valeur de CMPC (nominal, avant impôts) comprise entre 6,7% et 7,1%.

Sur la base de cette demande, il est possible de calculer les niveaux des taux de rémunération intervenant dans la méthode TURPE 4 HTA-BT en utilisant les valeurs des paramètres qui sous-tendent les estimations de CMPC. En suivant ce calcul, la marge sur actif est estimée entre 2,7% et 3,1% et le taux de rémunération des capitaux propres régulés (CPR) est calculé à 4,7% :

Demande d'Enedis	Bas	Haut	
Taux sans risque (nominal)	3,1%	3,1%	A
Bêta de l'actif	0,345	0,38	B
Prime de risque de marché	5,1%	5,3%	C
Taux d'imposition	34,43%	34,43%	D
Marge sur actif	2,7%	3,1%	$(B \times C) / (1 - D)$
Taux de rémunération des CPR	4,7%	4,7%	$A / (1 - D)$

La CRE a mandaté un consultant extérieur pour réaliser un audit du taux de rémunération d'Enedis pour la période régulatoire TURPE 5. Cet audit a conduit le consultant à recommander les valeurs suivantes pour les paramètres intervenant dans le calcul des charges de capital:

Recommandations du consultant	Bas	Haut
Taux sans risque (nominal)	2,5%	3,2%
Bêta de l'actif	0,32	0,37
Prime de risque de marché	4,5%	5,4%
Taux d'imposition	34,43%	34,43%
Marge sur actif	2,2%	3,0%
Taux de rémunération des CPR	3,8%	4,9%

Sur la base de la demande d'Enedis, des recommandations du consultant mandaté par la CRE, des travaux internes de la CRE et au regard de la décision récente sur le CMPC de GRDF pour la période régulatoire ATRD5, la CRE envisage de retenir un taux de rémunération des capitaux propres régulés compris entre 3,8% et 4,3% et une marge sur actif comprise entre 2,4% et 2,7%.

Ainsi, les investissements financés par des capitaux propres régulés d'Enedis seraient rémunérés à un taux compris entre 6,2 % et 7,0 %.

Question 26 : Que pensez-vous des fourchettes de valeurs envisagées par la CRE pour les taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'Enedis ?

3.3.3 Niveau des investissements envisagés

Les dépenses d'investissement prévues sur la période TURPE 5 par Enedis sont de l'ordre de 4,2 Md€/an dont 856 M€/an en moyenne pour les investissements liés au projet de comptage évolué Linky.

Trajectoire d'investissements (M€ courants)	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Investissements totaux bruts	3 897	4 234	4 300	4 283	4 179
Investissements totaux bruts du projet Linky	673	965	965	822	856
Investissements totaux bruts hors Linky	3 224	3 269	3 335	3 461	3 322
dont Raccordement et renforcement	1 486	1 507	1 523	1 567	1 521
<i>Raccordement de clients</i>	882	901	920	958	915
<i>Raccordement de producteurs</i>	203	228	224	220	219
<i>Comptage et Transformateurs</i>	97	72	72	72	78
<i>Renforcement des réseaux</i>	304	306	307	317	309
dont Gestion des contraintes réglementaires	404	403	416	424	412
<i>Modification d'ouvrage</i>	155	155	157	160	157
<i>Sécurité, environnement et obligations réglementaires</i>	249	248	259	264	255
dont Outils de travail et moyens d'exploitation	340	324	312	310	322
<i>Moyens d'exploitation, SI région et logistique</i>	97	91	93	108	97
<i>Immobilier</i>	50	48	45	50	48
<i>SI (fonctions centrales)</i>	171	170	163	142	162
<i>Autres</i>	22	15	11	10	15
dont Renouvellement, Qualité & Modernisation du réseau	1667	2000	2049	1982	1 925
<i>Qualité & Smart Grids autres que Linky</i>	994	1 035	1 084	1 160	1 068
<i>Linky</i>	673	965	965	822	856

La CRE envisage à ce stade de retenir l'intégralité des prévisions d'investissements figurant dans la demande d'Enedis.

3.3.4 Trajectoires prévisionnelles de charges de capital

La demande d'Enedis conduit à un niveau de charges de capital annuel moyen de 4 801 M€ sur la période 2017-2020.

La reconduction envisagée par la CRE de la méthode de calcul des charges de capital en vigueur dans le tarif TURPE 4 HTA-BT et l'absence de rémunération des immobilisations en cours conduit à des charges de capital moins élevées de 276 M€/an par rapport à la demande d'Enedis. Les fourchettes de valeurs envisagées par la CRE pour la marge sur actif et pour le taux de rémunération des capitaux propres régulés viennent ensuite diminuer le montant de charges de capital à couvrir à iso-méthode.

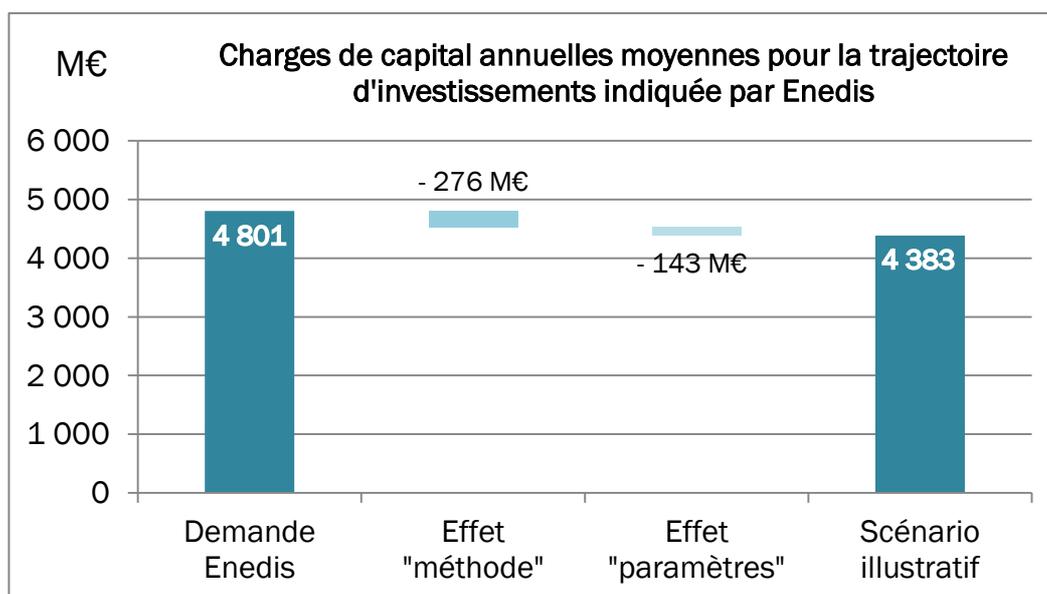
Les différentes trajectoires de charges de capital sont présentées dans le tableau ci-après. Ces trajectoires prennent en compte les prévisions d'investissements telles que présentées par Enedis dans son dossier tarifaire.

(M€ courants)	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Demande d'Enedis					
Total des charges de capital (méthode et paramètres demandés par Enedis)	4 445	4 687	4 926	5 147	4 801
Méthode envisagée par la CRE					
BAR hors Linky (au 01.01.N)	49 017	50 280	51 486	52 679	50 866
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	5 057	5 602	6 103	6 592	5 838
Dotations aux provisions pour renouvellement	51	38	38	35	41
Dotations aux amortissements hors Linky	2 400	2 496	2 550	2 601	2 512
BAR Linky (au 01.01.N)	549	1 139	1 967	2 736	1 598
Dotations aux amortissements Linky	81	133	190	243	162
Rémunération	56	117	202	280	164
Charges de capital normatives (CCN) Linky	137	250	392	523	326
Total des charges de capital - Scénario illustratif	4 016	4 265	4 511	4 739	4 383

Dans le scénario illustratif, la BAR hors-Linky est rémunérée à une marge sur actif de 2,5% et les capitaux propres régulés à un taux de 4,0%. Les dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ainsi que les CCN liées au projet Linky sont couvertes intégralement.

Dans la méthode envisagée par la CRE, la sensibilité des charges de capital à une variation de 0,1% de la marge sur actif est de 50,9 M€/an tandis que la sensibilité des charges de capital à une variation de 0,1% du taux de rémunération des capitaux propres régulés est de 5,8 M€/an.

La figure ci-dessous présente la différence entre les charges de capital annuelles moyennes (2017-2020) demandées par Enedis et le scénario illustratif présenté plus haut, pour la trajectoire d'investissements indiquée par Enedis :



3.4 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020

3.4.1 Solde du CRCP du TURPE 4 HTA-BT

La délibération portant décision sur l'évolution annuelle au 1^{er} août 2016 du TURPE 4 HTA-BT⁴¹ a fixé le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2016 à 286,5 M€ à reverser aux utilisateurs. L'évolution du tarif au 1^{er} août 2016, de 1,1 %, a été définie de manière à annuler le solde prévisionnel du CRCP au 31 juillet 2017, toutes choses égales par ailleurs.

Pour le calcul de l'équilibre tarifaire du TURPE 5 HTA-BT, la CRE envisage de prendre en compte la meilleure prévision connue du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017, qui sera apuré sur la période tarifaire 2017-2020, soit en 4 ans. A ce stade, celui-ci peut être estimé à 75 M€ en faveur des utilisateurs. L'écart entre cette prévision et la valeur définitive du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 sera pris en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2018.

3.4.2 Demande de prise en compte des coûts liés aux provisions pour renouvellement du réseau d'alimentation générale

Une décision de la Commission européenne en date du 22 juillet 2015 a qualifié d'aide d'Etat l'exonération fiscale accordée en 1997 à EDF lors du reclassement de provisions pour renouvellement du réseau d'alimentation générale (RAG) en capitaux propres, et a ordonné le remboursement du montant correspondant. La charge incombant à Enedis, payée en 2015 à ce titre, est de 197 M€.

Cette nouvelle procédure fait suite à une première décision de la Commission européenne, en date du 16 décembre 2003, qui avait donné lieu au paiement par EDF à l'Etat français de 1,2 Md€, pour le même motif. Cette première décision avait ensuite été annulée par le tribunal de l'Union européenne, par un arrêt du 15 décembre 2009, donnant lieu à un remboursement au groupe EDF par l'Etat français, pour un montant de 1,2 Md€, dont 194 M€ enregistrés par Enedis comme un produit exceptionnel en 2009.

Dans sa demande tarifaire, Enedis demande l'intégration dans les charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT du montant de 197 M€ payé en 2015. A ce stade, au vu de l'absence de couverture par le CRCP des charges d'impôts en vigueur pour le TURPE 4 HTA-BT, la CRE envisage de ne pas retenir cette charge d'impôt survenue en 2015 dans les charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT.

3.4.3 Demande de prise en compte des coûts liés au Fonds de péréquation de l'électricité

Dans une décision en date du 27 juillet 2015, le Conseil d'Etat a annulé les arrêtés du 28 août 2012, du 30 septembre 2013 et du 10 octobre 2014 relatifs aux coefficients à appliquer par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) à la formule de péréquation pour les années 2012, 2013 et 2014. Il a, par cette décision, enjoint aux ministres chargés de l'énergie, de l'intérieur et de l'économie de prendre de nouveaux arrêtés. Cette décision a eu pour effet d'augmenter les montants de la contribution d'Enedis au FPE pour les années 2012 à 2014.

Enedis, dans sa demande tarifaire, demande la prise en compte dans les charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT de 50 M€ correspondant à la différence, pour la période 2012-2016, entre les charges prévisionnelles relatives au FPE pour cette période, compte tenu de la décision du Conseil d'Etat, et l'estimation présentée initialement par Enedis pour l'élaboration du TURPE 4 HTA-BT.

A ce stade et en l'absence de couverture par le CRCP du TURPE 4 HTA-BT des charges relatives au FPE, la CRE envisage de ne pas prendre en compte ce montant dans les charges à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT. Comme présenté au paragraphe 2.7.2, la CRE envisage, pour le TURPE 5 HTA-BT, d'inclure les contributions d'Enedis au FPE dans le périmètre du CRCP.

3.4.4 Prise en compte du compte régulé de lissage pour le projet Linky

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 définissant le cadre de régulation applicable au projet de compteurs évolués d'Enedis⁴² a mis en place un mécanisme de différé, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des compteurs évolués, des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital (amortissement et rémunération du capital investi). Pendant ce différé, ces effets sont imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Les montants imputés chaque année dans le CRL ont été établis *ex ante* sur la base du plan d'affaires communiqué par Enedis pour son projet de comptage évolué et permettent de neutraliser sur la période de 2014 à 2021 les impacts prévisionnels du projet sur les charges d'exploitation et de capital d'Enedis. L'année 2022

⁴¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2016 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

⁴² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

assure quant à elle la transition entre l'imputation dans le CRL de la totalité de l'impact du projet Linky et le début de l'apurement du CRL.

Pour la période 2017-2020, les montants imputés au CRL, prévus par la délibération précitée, sont les suivants :

M€ Courants	2017	2018	2019	2020
Montants imputés au CRL	201	275	304	293

Les montants imputés au CRL sont retranchés, chaque année de la période tarifaire TURPE 5, du revenu autorisé total d'Enedis. A compter de 2023, le CRL sera progressivement apuré chaque année, au travers d'un ajustement à la hausse du tarif, jusqu'à son complet apurement, prévu en 2030. Le CRL est rémunéré au coût de la dette retenu par la CRE pour le calcul du taux de rémunération de base du projet Linky.

3.4.5 Rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique et composante de gestion du TURPE

En application du contrat qui lie le GRD et le fournisseur, ce dernier gère pour le compte du GRD une partie de sa relation contractuelle avec les utilisateurs pour l'accès au réseau, incluant notamment la gestion des dossiers des utilisateurs, la souscription et la modification des formules tarifaires, l'accueil téléphonique, ou encore la facturation et le recouvrement des factures. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE a statué sur les différends qui opposaient les GRD et les fournisseurs, en précisant les modalités de la relation contractuelle qui lie les gestionnaires de réseaux, les fournisseurs et les utilisateurs :

- en électricité, dans sa décision du 7 avril 2008 sur les différends qui opposent respectivement les sociétés Direct Energie, Gaz de France, Electrabel France et Poweo, à la société Electricité Réseau Distribution France (ERDF), relatifs à la signature d'un contrat GRD-F et dans celle du 22 octobre 2010 sur le différend opposant la société Direct Energie à la société ERDF confirmé par la décision de la cour d'appel de Paris du 29 septembre 2011 ;
- en gaz, dans sa décision du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société Poweo Direct Energie à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel.

La cour d'appel de Paris a partiellement réformé, dans son arrêt du 2 juin 2016, la décision du CoRDIS du 19 septembre 2014 relative au différend opposant la société Poweo Direct Energie à la société GRDF. Elle a en effet jugé que le CoRDIS était compétent « pour préciser comment doivent s'organiser les relations entre [les] parties, ainsi que les conditions d'ordre technique mais aussi financières dans lesquelles l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou leur utilisation sont assurés » et enjoint à la société GRDF de soumettre au CoRDIS dans un délai de 2 mois la proposition tarifaire qu'elle devra faire à la société Direct Energie pour les prestations que cette dernière accomplit pour le compte de la société GRDF auprès des clients.

La Présidente du CoRDIS a sollicité, par courrier du 4 juillet 2016, l'avis du collège de la CRE s'agissant de la détermination de la rémunération des fournisseurs au titre des prestations qu'ils réalisent pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique.

Dans ce contexte, la CRE a lancé le 6 juillet 2016 un appel d'offres pour la réalisation d'une étude visant à évaluer les coûts relatifs à ces prestations. Les résultats de cette étude sont attendus pour fin octobre 2016.

Par ailleurs, la CRE a envisagé, dans sa consultation publique de mai 2016 sur la structure du TURPE, une évolution de la composante de gestion du TURPE HTA BT visant à assurer une plus grande cohérence entre la structure du TURPE et le cadre contractuel liant le fournisseur, le gestionnaire de réseau et l'utilisateur. Elle a également envisagé la mise en place d'une rémunération explicite des fournisseurs au titre de la gestion d'une partie de la relation contractuelle avec les utilisateurs en contrat unique.

Le Conseil d'Etat a annulé le 13 juillet 2016 la décision de rejet de la CRE relative au recours gracieux formé par la société Engie contre la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique.

Compte tenu de l'évolution récente du contexte exposée ci-avant, la CRE n'est pas en mesure de proposer dans la présente consultation publique des modalités de détermination de la composante de gestion du TURPE et de la rémunération des fournisseurs. Les travaux en cours devraient conduire la CRE à mener une consultation publique à l'automne 2016 sur ces sujets et sur leurs conséquences pour le TURPE en électricité et l'ATRD en gaz.

3.4.6 Revenu autorisé d'Enedis pour la période TURPE 5

Le revenu autorisé d'Enedis pour la période 2017-2020 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.2) ;
- les charges de capital normatives (cf. paragraphe 3.3) ;
- le reversement prévisionnel à EDF SEI, dans le cadre du FPE, calculés à partir des coûts réellement exposés par l'opérateur (cf. paragraphe 2.7) ;
- la prise en compte de l'évolution envisagée du mécanisme de pénalités pour les coupures longues (cf. paragraphe 2.7.6) ;
- les montants imputés au compte régulé de lissage associé au projet Linky (cf. paragraphe 3.4.4) ;
- l'apurement du solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2017.

A titre illustratif, le revenu autorisé d'Enedis pour la période TURPE 5 est présenté dans le tableau ci-dessous sur la base d'un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 4,0 % et d'une marge sur actifs de 2,5 %, valeurs qui se situent dans les fourchettes envisagées par la CRE à ce stade, et sur la base des fourchettes « haute » et « basse » envisagées par la CRE pour les charges nettes d'exploitation.

M€ Courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Charges liées au système électrique					
<i>Fourchette haute (évolution du TURPE HTB de +9,6 % au 1^{er} août 2017)</i>	4 570	4 777	4 776	4 739	4 716
<i>Fourchette basse (évolution du TURPE HTB de +4,6 % au 1^{er} août 2017)</i>	4 495	4 616	4 639	4 647	4 599
Autres charges nettes d'exploitation					
<i>Fourchette haute</i>	4 545	4 600	4 646	4 665	4 615
<i>Fourchette basse</i>	4 399	4 445	4 475	4 468	4 447
Charges de capital normatives	4 016	4 265	4 511	4 739	4 383
Reversement prévisionnel FPE à EDF SEI (cf. paragraphe 2.7.2)	152	152	152	152	152
Evolution du mécanisme lié aux pénalités pour coupures longues (cf. paragraphe 2.7.6)	10	10	10	10	10
Apurement du CRCP TURPE 4 HTA-BT	- 20	- 20	- 20	- 20	- 20
Compte régulé de lissage (CRL) Linky (cf. paragraphe 3.4.4)	- 201	- 275	- 304	- 293	- 269
Revenu autorisé total « fourchette haute »	13 073	13 509	13 771	13 993	13 586
Revenu autorisé total « fourchette basse »	12 852	13 193	13 463	13 703	13 303

3.5 Hypothèses de chiffre d'affaires prévisionnel

Enedis a établi une trajectoire de recettes tarifaires prévisionnelles pour la période TURPE 5, calculées à partir de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2016 et d'hypothèses d'évolution du volume d'énergie soutirée, du nombre de consommateurs raccordés et des puissances souscrites.

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

- + 0,5 % / an en moyenne pour le volume d'énergie soutirée sur la période 2016-2021 :

Volume d'énergie soutirée (TWh)	2017	2018	2019	2020
BT inf 36 (yc Linky)	194,0	195,5	197,0	199,3
BT sup 36	46,7	47,2	47,7	48,4
HTA	114,8	115,1	115,5	116,2
TOTAL (yc Linky et année bissextile)	355,5	357,9	360,2	363,9

L'hypothèse d'évolution du volume d'énergie soutirée est cohérente avec l'hypothèse prise en compte par Enedis pour l'évolution des volumes de pertes électriques. La hausse des consommations est plus que compensée par la hausse des injections liées à la production décentralisée sur les réseaux de distribution : ces éléments conduisent par ailleurs à une baisse des volumes soutirés sur le réseau de transport de - 0,31 % par an en moyenne.

- + 0,8 % / an en moyenne pour le nombre de consommateurs raccordés :

Nombre de consommateurs raccordés	2017	2018	2019	2020
BT inf 36	35 715 665	36 001 390	36 289 401	36 579 716
BT sup 36	389 649	395 883	402 217	408 653
HTA	90 571	89 571	88 571	87 571
TOTAL	36 195 885	36 486 844	36 780 189	37 075 940

- + 0,9 % / an en moyenne pour les puissances souscrites⁴³ :

Puissances souscrites (kW)	2017	2018	2019	2020
BT inf 36	284 531 991	287 092 779	289 676 614	292 283 703
BT sup 36	31 577 366	32 051 026	32 531 792	33 019 768
HTA	34 860 959	34 860 959	34 860 959	34 860 959
TOTAL	350 970 315	354 004 764	357 069 364	360 164 431

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

Question 27 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution de la consommation présentées par Enedis ?

3.6 Trajectoire envisagée d'évolution du TURPE 5 HTA-BT

La trajectoire d'évolution de la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT se déduit de la trajectoire prévisionnelle de revenu autorisé de l'opérateur et des hypothèses de recettes tarifaires prévisionnelles calculées à partir de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2016.

A titre illustratif, la trajectoire d'évolution du TURPE 5 HTA-BT est présentée sur la base :

⁴³ Sans prise en compte des évolutions en structure de la grille tarifaire envisagées par la CRE dans sa consultation publique de mai 2016.

- d'un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 4,0 % et d'une marge sur actifs de 2,5 %, valeurs qui se situent dans les fourchettes envisagées par la CRE à ce stade ;
- de la prise en compte des fourchettes « haute » et « basse » résultant de l'analyse préliminaire de la CRE pour les charges nettes d'exploitation ;
- de la prise en compte d'une évolution du TURPE 5 HTB au 1^{er} août 2017 comprise entre + 4,6 % (fourchette « basse ») et + 9,6 % (fourchette « haute »)⁴⁴ ;
- d'une évolution annuelle au 1^{er} août de la grille tarifaire suivant l'inflation à partir de 2018.

Dans ces conditions, les évolutions prévisionnelles de la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT seraient les suivantes :

	2017	2018 à 2020
Evolution tarifaire au 1 ^{er} août, fourchette haute	+ 2,5 %	IPC
Evolution tarifaire au 1 ^{er} août, fourchette basse	0 %	IPC

Par ailleurs, la CRE avait présenté, dans sa consultation publique de mai 2016, des orientations envisagées concernant la structure des grilles tarifaires du TURPE 5 HTA-BT. Ces orientations, combinées aux fourchettes d'évolution du TURPE 5 HTA-BT présentées ci-dessus, aboutiraient à des fourchettes d'évolution « basse » et « haute » au 1^{er} août 2017 différenciées entre les niveaux de tension et les catégories de puissances souscrites présentées dans le tableau suivant :

Niveau de tension	Evolution tarifaire au 1 ^{er} août 2017	
	Fourchette basse	Fourchette haute
HTA	- 4,0 %	- 1,5 %
BT > 36 kVA	- 1,0 %	+ 1,5 %
BT ≤ 36 kVA	+ 1,2 %	+ 3,7 %

Question 28 : Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif TURPE 5 HTA-BT ?

⁴⁴ Ces hypothèses correspondent aux hypothèses présentées dans la consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB

4. SYNTHÈSE DES QUESTIONS POSEES

Question 1 : Quel est votre retour d'expérience sur le TURPE 4 HTA-BT entré en vigueur le 1^{er} janvier 2014 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du TURPE 4 HTA BT ?

Question 2 : Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain TURPE HTA-BT ? Sinon, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ?

Question 3 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'Enedis selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

Question 4 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant Enedis à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

Question 5 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant Enedis à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

Question 6 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour les différentes incitations financières concernant la qualité d'alimentation ? Les indicateurs, les cibles et la force des incitations vous semblent-ils pertinents ?

Question 7 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées pour la pénalité versée aux utilisateurs en cas de coupure longue ?

Question 8 : Etes-vous favorable à l'ajout des indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation proposés ?

Question 9 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Question 10 : Selon vous, les indicateurs existants permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'Enedis ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 11 : Que pensez-vous de la caractérisation des indisponibilités du portail SGE (heures de garantie de service prises en compte et délai de prévenance des indisponibilités programmées au regard des besoins des fournisseurs) ?

Question 12 : Etes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence et de valeurs plafond et plancher pour les indicateurs incités financièrement pour la qualité de service ?

Question 13 : Etes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ? Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période TURPE 5 ?

Question 14 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter Enedis à réduire le coût total de ses pertes ?

Question 15 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?

Question 16 : Etes-vous favorable à la reconduction du cadre de régulation des dépenses de R&D dans le TURPE 5 ?

Question 17 : Quelle est votre analyse de la trajectoire des dépenses et des programmes de R&D prévus par Enedis pour le TURPE 5 HTA-BT ?

Question 18 : Etes-vous favorable à l'introduction dans le TURPE 5 de la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par Enedis en cours de période tarifaire ?

Question 19 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP existant ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

Question 20 : Etes-vous favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE ? Etes-vous favorable ou défavorable à l'inclusion dans le périmètre du CRCP des redevances de concession ?

Question 21 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans le TURPE 5 HTA-BT, dans

les conditions envisagées par la CRE ?

Question 22 : Que pensez-vous de la fourchette de charges nettes d'exploitation envisagée par la CRE ?

Question 23 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de reconduire pour la période TURPE 5 la méthode de calcul de charges de capital utilisée pour le tarif TURPE 4 pour la période TURPE 5 ?

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de couvrir au taux sans risque les frais financiers d'Enedis pour la période TURPE 5 ?

Question 25 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de ne pas introduire de rémunération pour les immobilisations en cours d'Enedis pour la période TURPE 5 ?

Question 26 : Que pensez-vous des fourchettes de valeurs envisagées par la CRE pour les taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'Enedis ?

Question 27 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution de la consommation présentées par Enedis ?

Question 28 : Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif TURPE 5 HTA-BT ?

ANNEXE : MISE A JOUR DU MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE

La CRE envisage de faire évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service rendu aux utilisateurs du réseau au 1^{er} janvier 2017, dans le cadre de la mise en œuvre du futur TURPE 5, afin d'améliorer son efficacité.

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade (en bleu dans le corps du texte) d'une part pour ENEDIS et d'autre part les entreprises locales de distribution de plus de 100 000 clients et EDF SEI.

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE envisage également de demander à chaque gestionnaire de réseau de distribution de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

1. Enedis

Libellés indicateurs incités financièrement	Evolutions envisagées par rapport au TURPE 4	Caractéristiques et objectifs modifiables en cours de période tarifaire TURPE 5
Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis	Maintien	Non
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	Maintien	Oui
Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre :	Maintien	Oui
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	Maintien	Non
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Maintien	Non
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Suppression	-
Nombre de pénalités versées pour l'envoi hors délai de propositions de raccordement	Suppression	-
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	S'interroge sur le maintien	-
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements.	Création	Oui
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client	Création	Oui
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles	Maintien	Oui

à la commande de prestation » du portail fournisseur		
Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Création	Oui
Qualité du processus de reconstitution des flux, par calcul de l'énergie de calage et de normalisation en Recotemp	Création	Non

a) Indicateurs incités financièrement

(a) **Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis**

Calcul	<i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</i>	
Périmètre	<u>Périmètre actuel :</u> - Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD	<u>Périmètre envisagé :</u> - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle	
Objectif	<u>Objectif actuel :</u> 100% des rendez-vous non tenus : - jusqu'au 31 décembre 2014 : tous rendez-vous non respectés signalés par les fournisseurs via le portail SGE ou par les utilisateurs - à compter du 1er janvier 2015 : tous rendez-vous non respectés automatiquement identifiés par le GRD	<u>Objectif envisagé :</u> 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par Enedis en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l'utilisateur final via le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD	
Date de mise en œuvre	Automatisation mise en œuvre depuis le 1 ^{er} janvier 2015	

(b) **Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client**

Calcul	<u>Calcul actuel :</u> <i>Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M</i>	<u>Calcul envisagé :</u> <i>Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M réalisées à date demandée par le client (si le délai demandé est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées dans SGE durant le mois M</i>
---------------	---	---

Périmètre	- Toutes mises en service avec déplacement sur installation existante clôturées dans le mois, hors MES express	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<p><u>Objectif actuel :</u> Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014 : - Objectif de base : 83 % - Objectif cible : 88 % Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015 : - Objectif de base : 85 % - Objectif cible : 90 % Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016 : - Objectif de base : 87 % - Objectif cible : 92 % Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017 : - Objectif de base : 89 % - Objectif cible : 94 %</p>	<p><u>Objectif envisagé :</u> Objectif de référence : 89%</p>
Incitations	<p><u>Incitations actuelles :</u> - Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif cible - Versement au CRCP</p>	<p><u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : (33 € 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 MES avec déplacement au cours de l'année - Bonus : (33 € 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 MES avec déplacement au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 4,4 M€ - Versement au CRCP</p>
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014	

(c) Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre :

Calcul	<i>Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou auto-relevés au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois</i>	
Périmètre	<p><u>Périmètre actuel :</u> - Tous compteurs relevés ou auto-relevés - Compteurs électricité uniquement</p>	<p><u>Périmètre envisagé :</u> - Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement - Compteurs électricité uniquement</p>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<p><u>Objectifs actuels :</u> - Objectif de base : 94,8 % par année calendaire - Objectif cible : 95,2 % par année calendaire</p>	<p><u>Objectif envisagé :</u> Objectif de référence : 95,1%</p>
Incitations	<p><u>Incitations actuelles :</u> - Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif cible. - Versement au CRCP</p>	<p><u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 160 k€ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 160 k€ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 7,8 M€</p>

		- Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014	

(d) **Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre**

Calcul	<u>Taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis pour la semaine S-2 en semaine S</u>	
Périmètre	Courbes de mesure (CdM) suivantes : - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs	
Objectif	<u>Objectifs actuels :</u> - Objectif de base : 96 % par année calendaire - Objectif cible : 100 % par année calendaire	<u>Objectif envisagé :</u> Objectif de référence : 98 % par année calendaire
Incitations	<u>Incitations actuelles :</u> - Bonus : 50 000 € par année calendaire si la performance est de 100 % - Malus : 5 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Versement au CRCP	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 2 500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 2 500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 150 k€ - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	Mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009	

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

Calcul	<u>Calcul actuel :</u> $(N1 + N2) / D$ Avec : - Nombre de réclamations, hors réclamations relatives à la qualité d'alimentation, clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE - N2 : nombre de réclamations relatives à la qualité d'alimentation clôturées dans le mois M pour lesquelles une lettre d'attente ou une réponse consistante a été envoyée à une date inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE - D : nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M	<u>Calcul envisagé :</u> Nombre de réclamations clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M
Périmètre	<u>Périmètre actuel :</u> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs	<u>Périmètre envisagé :</u> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs

	- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD	- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception , a été envoyée par le GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<u>Objectifs actuels :</u> <ul style="list-style-type: none"> - 85 % du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014 - 87 % du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2015 - 90 % du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 - 95 % à partir du 1^{er} janvier 2017 	<u>Objectif envisagé :</u> Du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 Objectif de référence : 90% Du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 Objectif de référence : 91% Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 Objectif de référence : 92% Du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 Objectif de référence : 93%
Incitations	<u>Incitations actuelles :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Malus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Versement : au CRCP 	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 40 000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de base - Bonus : 40 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ± 10 M€ - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014	

(f) Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

La CRE s'interroge sur l'opportunité du maintien du versement de cette pénalité à l'utilisateur.

Calcul	<u>Nombre de réclamations pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur ayant donné lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 100% des raccordements non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur, sur réclamation de l'utilisateur - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : <ul style="list-style-type: none"> - 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA - 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT - 1 500 € pour les raccordements en HTA - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels - Versement : sur réclamation, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

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

Calcul	<u>Nombre de mise à disposition de raccordements durant le mois M dans le délai convenu / Nombre de mise à disposition de raccordements durant le mois M</u>
---------------	--

Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	<u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> Du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2018 Objectif de référence : 89% Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2020 Objectif de référence : 90% <u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> Du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 Objectif de référence : 76% Du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 Objectif de référence : 86% Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 Objectif de référence : 88% Du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 Objectif de référence : 90%
Incitations	<u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - Pénalités : (182 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (182 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (545 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - 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 > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 7 M€ - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

(h) Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client.

Calcul	<i><u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande ou dans le délai demandé par le client durant le mois M/ Nombre total de propositions de raccordement envoyées durant le mois M</u></i>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	<u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> Du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 Objectif de référence : 73% Du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 Objectif de référence : 85% Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 Objectif de référence : 88%

	<p>Du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 Objectif de référence : 90% <u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> Du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 Objectif de référence : 85% Du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 Objectif de référence : 88% Du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 Objectif de référence : 89% Du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 Objectif de référence : 90%</p>
Incentations	<p><u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (121 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (121 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <p><u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (363 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (363 € x 0,1% x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année <ul style="list-style-type: none"> - Valeur plancher des incitations : ± 7 M€ - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

(i) Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur

Calcul	<p><u>Calcul actuel :</u> Nombre d'heures de disponibilité (hors indisponibilités programmées) durant la semaine S / nombre d'heures d'ouverture du portail SGE (les heures d'ouverture sont de 7h à 19h du lundi au samedi sauf jours fériés) durant la semaine S</p>	<p><u>Calcul envisagé :</u> Nombre d'heures de disponibilité durant la semaine / nombre total d'heures de garantie de service du portail SGE durant la semaine</p> <p>Les heures de garantie de service du portail SGE prises en compte sont les suivantes : [à définir]</p>
Périmètre	<p><u>Périmètre actuel :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Portail SGE uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs - Causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non 	<p><u>Périmètre envisagé :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail SGE utilisée pour caractériser la disponibilité du portail SGE - Causes d'indisponibilités : tout fait, non programmé ou programmé moins de [X heures/jours] à l'avance, empêchant, gênant ou ralentissant, notamment en raison d'instabilité, de façon importante l'utilisation par les fournisseurs de cette fonction du portail
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : hebdomadaire - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul de l'incitation : hebdomadaire et annuelle (à compter de l'entrée 	

	- en vigueur des tarifs)	
Objectif	<u>Objectifs actuels :</u> - Objectif de base : 96 % par semaine - Objectif cible : 99 % par année	<u>Objectif envisagé :</u> - L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - Objectif de référence : [à définir entre 96% et 99% selon l'extension du périmètre de l'indicateur] par année calendaire
Incitations	<u>Incitations actuelles :</u> - Malus : 10 000 € par semaine en dessous de l'objectif de base - Bonus : 100 000 € par année par dixième de point au-dessus de l'objectif cible	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - Bonus : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 1,75 M€ - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} août 2009	

(j) Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

Calcul	<u>Somme des « Redressements Avoirs Factures » pour motif « Redressement d'index » hors source « Fraude » émis durant le mois / Somme des relevés du mois</u>
Périmètre	- Tous compteurs relevés
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	Objectif de référence : 0,4 %
Incitations	- Pénalités : 10 000 € par année calendaire par centième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 10 000 € par année calendaire par centième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 400 k€ - Versement au CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

(k) Energie calée et normalisée en Recotemp

Calcul	<u>Somme pour chaque RE et pour chaque demi-heure de la valeur absolue de la différence entre l'énergie attribuée en Recotemp avant calage et normalisation et l'énergie attribuée après calage et normalisation, en pourcentage de la somme des valeurs absolues de la consommation et de la production profilée</u>	
Périmètre	- Consommation profilée de tous les responsables d'équilibre	
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle	
Objectif	2018 (RT 13)	4,57%
	2019 (RT 14)	4,37%
	2020 (RT 15)	4,17%
	2021 (RT 16)	3,97%
Incitations	- Pénalités : 250 000€ par dixième de point au-dessus de l'objectif - Bonus : 250 000€ par dixième de point en dessous de l'objectif - Valeur plancher des incitations : ± 2 500 k€ - Versement au CRCP	
Date de mise	octobre 2018	

en œuvre

b) Indicateurs faisant l'objet d'un suivi(a) **Indicateurs relatifs aux interventions**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de résiliations par tranches de délais et par catégorie d'utilisateurs	Nombre d'affaires de résiliation clôturées et réalisées dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre d'affaires de résiliation clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de mises en service par tranche de délais et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service sur installation existante clôturées dans le mois et réalisées dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre d'affaires de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de changements de fournisseurs réalisés par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le mois dans la tranche de délai prédéfinie / Nombre de	Mensuelle	Déjà mis en œuvre

	changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois		
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis	Nombre de rendez-vous replanifiés par le GRD (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017

(b) Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations reçues par le GRD par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement - Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs	Nombre de réclamations envoyées directement par les utilisateurs au GRD durant le trimestre.	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 60 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est supérieure à 60 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations multiples filtré	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation / nombre total de réclamations	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations multiples non filtré	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un type de réclamation différent / nombre total	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017

	de réclamations		
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	1 ^{er} janvier 2017

(c) Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre

(d) Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA relevés publiés sur index réel durant le mois / Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA à relever durant le mois	Mensuelle	Déjà mis en œuvre
Taux d'absence au relevé 2 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans auto-relevé/ Nombre de compteurs à relever durant le mois	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017

(e) Indicateurs relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais d'envoi des propositions de raccordement à partir de la qualification de la demande / Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation des travaux	Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation de l'étape entre la date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et l'ordre de service de la commune le cas échéant, et la date réelle de mise à disposition pour toutes les affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre mais adaptation des tranches de délai

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais de réalisation des travaux de raccordement pour toutes les affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre / Nombre total d'affaires dont la mise à disposition est intervenue dans le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai d'envoi de la convention de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai d'envoi de la convention de raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai de réalisation du raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014

(f) Indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique

Différence entre les bilans électriques Ecarts et Recotemp	Somme des valeurs absolues de la différence, pour chaque responsable d'équilibre et pour chaque demi-heure, entre les volumes attribués en Recoflux (M+12) et ceux attribués en Recotemp	Annuelle	1 ^{er} octobre 2017
--	--	----------	------------------------------

2. Entreprises locales de distribution de plus de 100 000 clients et EDF SEI

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD ou d'EDF SEI.

a) Indicateurs incités financièrement

(a) **Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD**

Calcul	<u>Calcul actuel :</u> <i>Nombre de réclamations pour rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</i>	<u>Calcul envisagé :</u> <i>Nombre rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD 	
Suivi	<u>Suivi actuel :</u> Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle	<u>Suivi envisagé :</u> Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de remontée à la CRE : annuelle Fréquence de publication : annuelle
Objectif	<u>Objectif actuel :</u> 100% des rendez-vous non tenus signalés par les utilisateurs ou les fournisseurs	<u>Objectif envisagé :</u> 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)	
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014	

b) Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement - Relève et facturation de l'acheminement 	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014

kVA	compteurs à relever durant le trimestre		
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017