



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-019 DU 17 OCTOBRE 2019 RELATIVE À LA QUALITÉ DE SERVICE ET AUX ACTIONS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX EN FAVEUR DE L'INNOVATION DES ACTEURS POUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

La qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux, qui inclut la continuité d'alimentation, est un objectif majeur du cadre de régulation mis en œuvre par la CRE pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). La régulation incitative sur la qualité de service, partie intégrante du cadre de régulation, permet de s'assurer que la maîtrise des coûts ne se fait pas au détriment des services rendus par ces réseaux.

Pour s'assurer que la qualité du service rendu par les opérateurs atteint un niveau satisfaisant, la CRE a mis en place un jeu d'indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines pour évaluer la qualité de leurs services et s'accompagnant d'un objectif à atteindre ainsi que, le cas échéant, d'une incitation financière associée. Ces mécanismes de régulation ont été introduits progressivement au fil des tarifs :

- en 2009 pour RTE et Enedis ;
- en 2014 pour les entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité ;
- en 2018 pour EDF SEI, GÉRÉDIS et Electricité de Mayotte.

La qualité de service est un sujet qui nécessite une concertation importante pour garantir que les indicateurs mis en place permettent de répondre aux attentes de l'ensemble des parties prenantes (utilisateurs des réseaux, à toutes les étapes de leur parcours, acteurs de marché mais aussi collectivités locales). Dans un contexte qui évolue très rapidement (développement de nouveaux usages, déploiement des compteurs évolués, numérisation croissante des systèmes énergétiques...), la pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être remises en question pour s'adapter aux nouveaux besoins des acteurs mais également tenir compte de la performance atteinte par les opérateurs.

Dans le cadre de la préparation du TURPE 6, la CRE a souhaité anticiper et consulter de manière large les acteurs sur ce sujet. Dans sa consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, la CRE a ainsi interrogé les acteurs sur les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs devraient selon eux être incités. La présente consultation se propose de poursuivre cette réflexion, en s'appuyant sur les enjeux prioritaires identifiés lors de la consultation du 14 février 2019 ainsi que lors des rencontres bilatérales effectuées par la CRE. Faisant suite aux retours des acteurs, la présente consultation publique comporte trois grandes parties sur lesquelles la CRE souhaite consulter les acteurs :

- les évolutions du suivi de la qualité de service qui doivent être menées dès à présent (performance du système Linky, régulation incitative d'EDF SEI et modélisation des pertes par Enedis) ;
- les évolutions des indicateurs de qualité de service que la CRE envisage pour le TURPE 6 (notamment sur les thématiques de raccordement, de réclamations et de qualité d'alimentation) ;
- l'élargissement du champ d'application de la qualité de service pour répondre aux nouvelles attentes en termes d'innovation et de mise à disposition des données.

Paris, le 17 octobre 2019.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 2 décembre 2019 :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plate-forme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>;
- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp6@cre.fr ;

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	5
1.1 UN MÉCANISME INCITATIF AYANT PERMIS D'ATTEINDRE UN HAUT NIVEAU DE QUALITÉ DE SERVICE DES OPÉRATEURS DE RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ	5
1.2 UN CADRE DE RÉGULATION QUI DOIT S'ADAPTER AUX ÉVOLUTIONS DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE ET DES ATTENTES DES ACTEURS, NOTAMMENT POUR PERMETTRE L'INNOVATION	6
1.3 OBJET DE LA CONSULTATION	6
1.4 CALENDRIER DE TRAVAIL	7
2. ÉVOLUTIONS DE LA RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE ENVISAGÉES DÈS 2020.....	7
2.1 MISE À JOUR DE LA RÉGULATION INCITATIVE PROPRE AU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ LINKY POUR LES ANNÉES 2020-2021.....	7
2.1.1 Contexte de la régulation incitative du projet Linky.....	7
2.1.2 Bilan de la régulation incitative de qualité de service du projet Linky pour la période 2016-2019	8
2.1.3 Proposition de régulation incitative sur la période 2020-2021.....	10
2.1.3.1 Révision des objectifs des indicateurs existants.....	10
2.1.3.2 Proposition d'un nouvel indicateur de qualité de service	13
2.1.3.3 Modification de la force des incitations	15
2.2 RÉVISION DU NIVEAU DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE D'EDF-SEI.....	16
2.2.1 Résultat de la régulation incitative en 2018.....	16
2.2.2 Proposition d'ajustement de certains objectifs d'EDF SEI	18
2.3 QUALITÉ DE LA MODÉLISATION DES PERTES ÉLECTRIQUES	21
3. ÉVOLUTION DE LA RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE ENVISAGÉES POUR LE TURPE 6	25
3.1 QUALITÉ DE SERVICE DES GRD (RACCORDEMENT, CONTINUITÉ D'ALIMENTATION ET RÉCLAMATIONS).....	25
3.1.1 Bilan de la qualité de service des GRD.....	25
3.1.1.1 Bilan de la qualité de service pour Enedis.....	25
3.1.1.2 Bilan de la qualité de service pour les ELD bénéficiant d'un niveau de dotation du FPE déterminé par la CRE	28
3.1.1.3 Bilan de qualité de service pour les autres ELD d'électricité desservant plus de 100 000 clients	28
3.1.2 Raccordement.....	29
3.1.2.1 Qualité des opérations de raccordement d'Enedis	29
3.1.3 Continuité d'alimentation	33
3.1.3.1 Durée moyenne de coupure en basse tension (critère B)	34
3.1.3.2 Qualité de l'onde (clients mal-alimentés)	37
3.1.4 Traitement des réclamations	38
3.2 QUALITÉ DE SERVICE DE RTE	40
3.2.1 Bilan de la qualité de service de RTE	41
3.2.2 Raccordement.....	42
3.2.2.1 Les délais de raccordement.....	42
3.2.2.2 Les coûts de raccordement	43
3.2.3 Continuité d'alimentation	44
3.2.3.1 Les indicateurs de qualité d'alimentation incités dans le cadre du TURPE 5 HTB	44
3.2.3.2 Le suivi des du respect des engagements du CART.....	46
3.2.3.3 La qualité de l'onde de tension	47

3.2.3.4	La planification des travaux.....	47
3.2.4	Traitement des réclamations	48
3.2.5	Comptage	48
3.2.5.1	Le dépannage compteur	48
3.2.5.2	Installation et changement de compteur	49
4.	INNOVATION ET MISE À DISPOSITION DES DONNÉES	50
4.1	RÉGULATION DE LA MISE À DISPOSITION DE DONNÉES	51
4.1.1	Régulation incitative en rapport avec la mise à disposition de données dans le TURPE 5	51
4.1.2	Liste des données prioritaires envisagée par la CRE	52
4.1.3	Régulation incitative de la mise à disposition de données envisagée pour le TURPE 6	53
4.2	NOUVEAUX ENJEUX LIÉS À L'ACTION DES OPÉRATEURS DE RÉSEAUX	54
4.2.1	Mécanisme de régulation envisagé.....	54
4.2.2	Exemple d'actions des gestionnaires de réseaux pouvant faire l'objet de la régulation liée aux nouveaux enjeux.....	54
4.2.2.1	Actions relevant d'Enedis.....	54
4.2.2.2	Actions relevant de RTE	54
5.	LISTE DES QUESTIONS	56
	ANNEXE 1 : RÉGULATION INCITATIVE DE RTE.....	58
	ANNEXE 2 : RÉGULATION INCITATIVE D'ENEDIS HORS LINKY	60
	ANNEXE 3 : RÉGULATION INCITATIVE SPÉCIFIQUE DU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ LINKY POUR LA PÉRIODE 2016-2019	65
	ANNEXE 4 : RÉGULATION INCITATIVE D'EDF SEI, GÉRÉDIS ET EDM	67
	ANNEXE 5 : RÉGULATION INCITATIVE DES ELD DESSERVANT PLUS DE 100 000 CLIENTS	71
	ANNEXE 6 : ÉVOLUTION DE LA RÉGULATION DE QUALITÉ DE RACCORDEMENT	72
	ANNEXE 7 : PRESTATIONS ANNEXES DE MISE À DISPOSITION DE DONNÉES.....	73

1. CONTEXTE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Un mécanisme incitatif ayant permis d'atteindre un haut niveau de qualité de service des opérateurs de réseau d'électricité

Le cadre de régulation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité est construit de manière à inciter les opérateurs de réseaux à faire preuve d'efficacité dans le cadre de leurs activités régulées. La recherche d'efficacité dans la maîtrise des coûts ne doit cependant pas se faire au détriment de la qualité de service et d'alimentation (ci-après, « QS ») rendue par ces opérateurs aux utilisateurs de leurs réseaux.

Pour s'assurer que la qualité du service rendu par les opérateurs atteint un niveau satisfaisant, la CRE a mis en place un jeu d'indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines pour évaluer la qualité de leurs services et s'accompagnant, lorsqu'ils ont trait au bon fonctionnement du marché, d'un objectif à atteindre et d'une incitation financière associée. Ces mécanismes de régulation ont été introduits progressivement au fil des tarifs :

- en 2009 pour RTE et Enedis ;
- en 2014 pour les entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité ;
- en 2018 pour EDF SEI, GÉRÉDIS et Electricité de Mayotte.

Ces mécanismes évoluent de manière régulière afin de tenir compte de la performance atteinte par les opérateurs et de s'adapter aux priorités des utilisateurs des réseaux.

A ce jour, la régulation de la qualité de service prend différentes formes suivant les opérateurs auxquels elle est appliquée :

- RTE est incité financièrement (2 indicateurs incités) uniquement sur la continuité d'alimentation (fréquence et durée de coupure). En complément de ces incitations, RTE doit suivre (5 indicateurs suivis) des indicateurs de qualité de service. Les indicateurs incités sont détaillés en annexe 1 ;
- Enedis est incité financièrement (24 indicateurs incités) sur des indicateurs de qualité de service, dont certains sont spécifiques au projet de comptage Linky, ainsi que sur des indicateurs de continuité d'alimentation. A ces indicateurs incités s'ajoutent d'autres indicateurs suivis (51 indicateurs suivis). Les indicateurs incités et suivis par Enedis sont détaillés en annexes 2 et 3 ;
- les ELD d'électricité ayant souhaité bénéficier d'une dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) calculée à partir de l'analyse de leurs comptes (EDF-SEI, Electricité de Mayotte (EDM), GÉRÉDIS) disposent d'un cadre incitatif similaire à celui mis en place pour Enedis : la liste des indicateurs suivis (respectivement 3, 11, et 10 indicateurs suivis pour EDF SEI, EDM et GÉRÉDIS) et incités (respectivement 8, 4, et 6 indicateurs incités pour EDF SEI, EDM et GÉRÉDIS) a cependant été adaptée suivant les particularités des ELD. Les indicateurs incités et suivis par EDF SEI, EDM et GÉRÉDIS sont détaillés en annexe 4 ;
- les autres ELD d'électricité desservant plus de 100 000 utilisateurs¹ doivent suivre une liste d'indicateurs (7 indicateurs suivis) de qualité de service définie par la délibération TURPE 5 bis du 28 juin 2018². Les indicateurs incités et suivis par ces ELD sont détaillés en annexe 5 ;
- en outre, l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) est tenu de verser aux utilisateurs des pénalités en cas de rendez-vous planifiés non respectés par les GRD.

Dans l'ensemble, la régulation incitative a permis d'accompagner les opérateurs dans l'amélioration de leurs performances techniques et de leurs relations avec les utilisateurs du réseau, notamment grâce à une adaptation progressive des objectifs fixés, qui sont pour la plupart atteints pour la période du TURPE 5. La CRE considère donc que le bilan de ce dispositif est globalement très positif.

¹ La liste des ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs comporte, en plus d'EDF SEI et de GÉRÉDIS, Strasbourg Electricité Réseaux, URM, GreenAlp et SRD.

² Délibération de la CRE N° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

1.2 Un cadre de régulation qui doit s'adapter aux évolutions du système énergétique et des attentes des acteurs, notamment pour permettre l'innovation

Depuis la mise en place de la régulation incitative de la qualité de service, les gestionnaires de réseau d'électricité ont atteint la majorité des objectifs qui leur ont été fixés. Pour continuer à améliorer la qualité de service, la CRE souhaite se concentrer sur les prestations qui apparaissent les plus utiles pour les acteurs de marché. Afin de remédier à une éventuelle non-adéquation des indicateurs, ainsi que pour anticiper les attentes en matière de régulation de la qualité de service pour le TURPE 6, la CRE souhaite consulter de manière large l'ensemble des parties prenantes sur le sujet : utilisateurs des réseaux, à toutes les étapes de leur parcours (raccordement, changement de fournisseur...), acteurs de marché mais aussi collectivités locales. Afin de s'assurer de cette bonne adéquation, la CRE a interrogé les acteurs, dans sa consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, sur les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs devraient selon eux être incités. La présente consultation se propose de poursuivre cette réflexion, en s'appuyant sur la liste des sujets prioritaires fournie par les acteurs lors de la consultation du 14 février 2019. La CRE souhaite ainsi présenter les évolutions de la régulation incitative qu'elle envisage de mettre en place pour répondre aux attentes des acteurs.

Par ailleurs, il est essentiel que les services rendus par les gestionnaires de réseau s'adaptent à l'évolution des usages et favorisent l'innovation pour l'ensemble des acteurs. En particulier, le contexte de numérisation croissante du système énergétique, en lien avec le déploiement des compteurs évolués, impose que les acteurs du marché de l'électricité puissent avoir un accès croissant et efficace aux données. Ainsi, la CRE prévoit que le délai de mise à disposition de certaines données prioritaires pourra faire l'objet d'incitations financières puis, dans un second temps, la qualité des données fournies pourront faire l'objet d'un suivi.

1.3 Objet de la consultation

Faisant suite aux retours des acteurs, la présente consultation publique comporte trois parties consacrées :

- aux évolutions du suivi de la qualité de service qui doivent être menées dès à présent ;
- aux évolutions des indicateurs de qualité de service que la CRE envisage pour le TURPE 6 ;
- à l'élargissement du champ d'application de la qualité de service pour répondre aux nouveaux besoins en termes d'innovation et de mise à disposition des données.

Cette consultation est l'occasion pour la CRE de :

- dresser un bilan détaillé des indicateurs et de la qualité de service d'Enedis et de RTE, en particulier sur les thématiques identifiées comme prioritaires par les acteurs (raccordement, qualité d'alimentation, réclamations, modélisation des pertes par Enedis, etc.) ;
- présenter les pistes d'évolutions envisagées afin de recueillir l'avis des acteurs sur la régulation de la qualité de service des gestionnaires de réseaux d'électricité :
 - concernant les GRD, les évolutions proposées ont notamment pour objectifs de :
 - s'assurer que les thématiques suivies correspondent bien aux besoins de l'ensemble des parties prenantes et aux enjeux de demain ;
 - s'assurer que les indicateurs incités sont bien les indicateurs pertinents, reflétant, pour chaque thématique, la qualité de service attendue par les acteurs ;
 - s'assurer de la fiabilité du calcul de certains indicateurs et notamment du critère B, avec la prise en compte des données Linky ;
 - réduire le cas échéant le nombre d'indicateurs incités et suivis ;
 - adapter les objectifs de la régulation du projet Linky et de EDF-SEI ;
 - concernant RTE, la CRE souhaite interroger les acteurs sur l'opportunité d'étoffer la régulation incitative de RTE en ajoutant des indicateurs incités financièrement sur des sujets autres que la continuité d'alimentation et en élargissant le panel d'indicateurs suivis ;
- interroger les acteurs sur trois mécanismes envisagés pour s'assurer que les gestionnaires de réseaux sont des facilitateurs de l'innovation pour l'ensemble des utilisateurs du réseau :
 - définition des données nécessaires pour faciliter l'innovation pour les acteurs de marché ;
 - introduction d'une incitation financière sur le délai de mise à disposition de ces données ;

- introduction d'indicateurs de suivi sur la qualité des données publiées par les gestionnaires de réseaux ;
- mettre en place une incitation financière pour les gestionnaires de réseaux à mettre en œuvre des évolutions permettant l'innovation des tiers dans les délais définis par la CRE.

1.4 Calendrier de travail

A l'issue de la présente consultation publique et des retours des parties prenantes, les orientations retenues par la CRE feront l'objet de délibérations et d'un calendrier de mise en œuvre dédié. A ce stade, la CRE envisage :

- avant début 2020, la publication d'une délibération spécifique fixant les nouveaux objectifs de la régulation incitative de la qualité de service du projet de comptage évolué d'Enedis pour les années 2020 et 2021 ;
- avant début 2020, la publication d'une délibération modifiant les objectifs fixés à EDF SEI dans le cadre la régulation incitative de la qualité de service ;
- de prendre en compte les retours des acteurs sur la régulation de la qualité de service d'Enedis et RTE dans les travaux préparatoires du TURPE 6 ;
- d'introduire, dans le prochain tarif TURPE 6, les mécanismes envisagés pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs. Sur cette thématique, toutefois, si des sujets urgents émergeaient, la CRE pourrait modifier le cadre de régulation dès la mise à jour du TURPE 5 en août 2020.

2. EVOLUTIONS DE LA RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE ENVISAGÉES DÈS 2020

2.1 Mise à jour de la régulation incitative propre au projet de comptage évolué Linky pour les années 2020-2021

2.1.1 Contexte de la régulation incitative du projet Linky

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 fixe la régulation incitative relative au projet de comptage évolué Linky. Ce cadre de régulation incite Enedis à :

- maîtriser les coûts d'investissement ;
- respecter le calendrier de déploiement ;
- garantir le niveau de performance attendu du système de comptage Linky au travers d'indicateurs de qualité de service spécifiques au projet Linky.

Les régulations incitatives des coûts d'investissement et de respect du calendrier de déploiement des compteurs portent sur la période entière du déploiement des compteurs Linky (2014-2021 et 2022-2023 en cas de retard dans le déploiement du projet Linky). La régulation incitative du niveau de performance du système de comptage Linky porte sur la période 2016-2019 et la délibération du 17 juillet 2014 établit qu'« *au-delà de 2019, la CRE pourra faire évoluer ce mécanisme sur la base du retour d'expérience pour la période de 2016 à 2019* ».

La CRE a introduit dans sa délibération du 17 juillet 2014 le mécanisme de régulation suivant :

- une prime de rémunération de 100 points de base (pbs) est accordée à Enedis sur l'ensemble des actifs Linky mis en service entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 au titre de la performance en termes de qualité de service : cette prime est effective pendant toute la durée de vie des actifs Linky ;
- des indicateurs de performance sont définis et donnent lieu à des pénalités venant diminuer le montant de cette prime si les objectifs fixés par la CRE ne sont pas atteints : 6 indicateurs ont ainsi été définis et donnent lieu uniquement à des malus, en cas de non-atteinte de l'objectif fixé. En outre, un septième indicateur, relatif à la qualité de la pose, peut donner lieu à des bonus et des malus.

Les objectifs ainsi que les montants des incitations ont été fixés jusqu'à fin 2019. L'objet de cette consultation publique est de présenter les objectifs et les montants des incitations envisagées par la CRE pour la période 2020-2021. Dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6, il conviendra par ailleurs de s'interroger sur les indicateurs à mettre en place pour continuer le mécanisme de régulation incitative du projet Linky, après la période de déploiement massif (post 2021). Les enjeux de la régulation incitative de cette période post déploiement porteront sur les apports du système Linky quant à l'amélioration de la qualité et du coût des services rendus, en particulier en analysant de quelle manière sont utilisées les informations issues du système Linky. La CRE travaillera

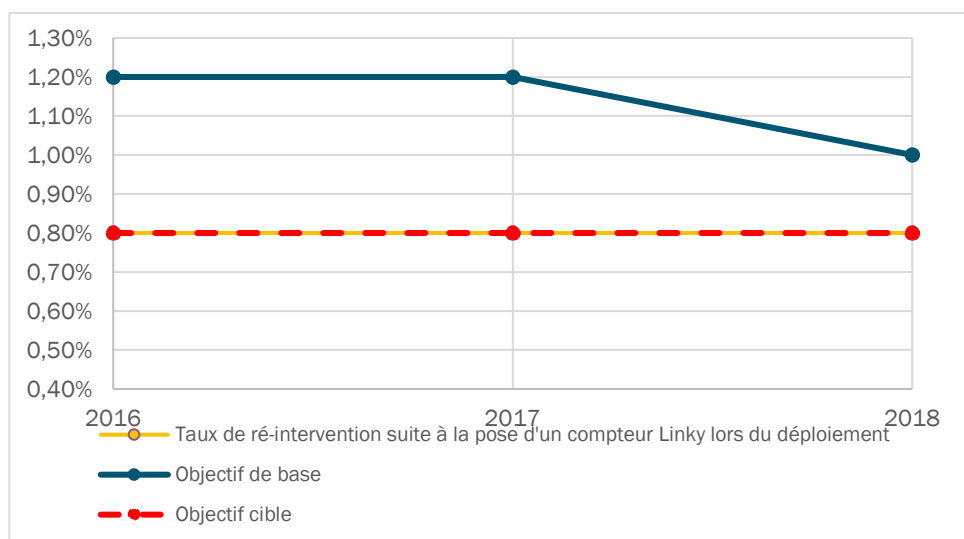
avec Enedis à la construction d'indicateurs permettant de suivre l'utilisation de Linky dans le développement de nouveaux services pour les utilisateurs du réseau (voir partie 4 de cette consultation).

2.1.2 Bilan de la régulation incitative de qualité de service du projet Linky pour la période 2016-2019

Pour la période 2016-2019, les indicateurs mis en place par la CRE pour assurer la bonne performance du système de comptage Linky sont au nombre de 16 (cf. liste en annexe 3) dont 7 incités financièrement. Comme indiqué précédemment, parmi ces 7 indicateurs, un seul peut faire l'objet d'un bonus et les 6 autres ne peuvent donner lieu qu'à des malus. Ces indicateurs portent sur la qualité de la pose des compteurs Linky réalisée par Enedis et sur l'efficacité du système de comptage communicant.

Qualité de la pose

La performance d'Enedis en matière de qualité de pose des compteurs Linky est satisfaisante. Ainsi le taux de ré-interventions est stable depuis 2016 et atteint l'objectif cible, donnant lieu à un bonus de 500 k€ par an depuis cette date.



*Enedis perçoit un bonus de 500 k€ si son résultat est inférieur ou égal à l'objectif cible, un malus est versé par Enedis si son résultat est supérieur à l'objectif de base.

Figure 1 – Résultats d'Enedis sur l'indicateur "taux de ré-intervention suite à la pose d'un compteur Linky lors du déploiement"

Les objectifs pour l'indicateur mesurant le « taux de ré-intervention suite à la pose d'un compteur Linky lors du déploiement » ont été fixés jusqu'en 2021 aux niveaux suivants (qui sont ceux de 2018) :

- objectif de base, au-dessus du niveau duquel une pénalité est infligée à Enedis, de 1 % par année ;
- objectif cible, en-dessous (ou égal) du niveau duquel un bonus est versé à Enedis, de 0,8 % par année.

La qualité de la pose est stabilisée à un bon niveau sur la période 2016-2019 et la CRE considère à ce stade que cette thématique n'appelle pas nécessairement de modification.

En outre, le nombre de réclamations est en augmentation, en lien avec l'augmentation du nombre d'installations de compteur, mais le taux de réclamations est en diminution ce qui traduit une amélioration de la qualité des installations de compteur.

Tableau 1 – Résultat des indicateurs suivis relatifs à la qualité de la pose de la régulation incitative du projet Linky

Indicateurs	2016	2017	2018	Moyenne
Taux de réclamation liées au déploiement	0,68 %	0,66 %	0,61 %	0,65 %
Nombre de réclamations liées au déploiement	14 967	34 740	49 241	32 983

Efficacité du système de comptage communicant

Depuis 2016, Enedis atteint globalement, sur l'ensemble des indicateurs, ses objectifs, et les dépasse fortement pour certains.

Tableau 2 – Résultat des indicateurs incités financièrement de la régulation incitative du projet Linky

Indicateurs		2016	2017	2018
Taux de télé-relevés journaliers réussis	Objectif	93 %/semestre	93 %/mois	95 %/mois
	Nb de périodes pour lesquelles l'objectif n'est pas atteint	0 semestre	1 mois	0 mois
	Moyenne annuelle résultats	98,3 %	96,9 %	98,1 %
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	Objectif	91 %/semestre	91 %/mois	95 %/mois
	Nb de périodes pour lesquelles l'objectif n'est pas atteint	0 semestre	0 mois	0 mois
	Moyenne annuelle résultats	98,9 %	99,1 %	99,0 %
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Objectif	97 %/semestre	97 %/semaine	98 %/semaine
	Nb de périodes pour lesquelles l'objectif n'est pas atteint	0 semestre	12 semaines	5 semaines
	Moyenne annuelle résultats	99,2 %	97,3 %	99 %
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	Objectif	3 %/mois	2 %/mois	1,5 %/mois
	Nb de périodes pour lesquelles l'objectif n'est pas atteint	0 mois	0 mois	0 mois
	Moyenne annuelle résultats	0,1 %	0,2 %	0,4 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	Objectif	92 %/semestre	92 %/mois	94 %/mois
	Nb de périodes pour lesquelles l'objectif n'est pas atteint	0 semestre	1 mois	0 mois
	Moyenne annuelle résultats	93,7 %	95,3 %	97,2 %
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	Objectif	93 %/an	93 %/an	95 %/an
	Résultat Enedis (moyenne annuelle)	N/A	92,9 %	97,5 %

Au regard de ces résultats, sur les 6 indicateurs incités relatifs à la performance du système, pouvant conduire à des malus, Enedis :

- n'a pas supporté de pénalités en 2016 ;
- a été pénalisé pour un total de 475 k€ en 2017 ;
- a été pénalisé pour un total de 125 k€ en 2018.

Compte tenu de ces pénalités et du bonus perçu pour la qualité de pose, évoqué précédemment, Enedis a bénéficié au global, au titre de la régulation de la qualité de service de Linky, de bonus, s'ajoutant à la prime de rémunération, de :

- 500 k€ en 2016 ;
- 25 k€ en 2017 ;

- 375 k€ en 2018.

2.1.3 Proposition de régulation incitative sur la période 2020-2021

Les objectifs de qualité de service du projet Linky ont été fixés à des niveaux ambitieux mais prudents en 2014, ce qui est normal compte tenu, à cette période, des fortes incertitudes sur ce projet.

Les très bons résultats d'Enedis, en matière de qualité de la pose et de performance du système Linky, sont essentiels pour la réussite de ce projet industriel majeur et permettent de garantir que les gains associés au projet pourront effectivement se concrétiser. La CRE se réjouit de cette performance.

Pour autant, au regard des enjeux du projet, des niveaux d'investissements associés et des résultats atteints par Enedis sur les premières années du projet, du niveau d'exigence légitime qu'attendent les acteurs en matière de performance du système Linky, il convient de renforcer la régulation incitative pour la période 2020-2021. La CRE envisage pour cela :

- de réviser certains des objectifs pour prendre en compte la performance atteinte par Enedis (cf. partie 2.1.3.1) ;
- d'introduire un nouvel indicateur incité afin de prendre en compte le retour d'expérience des acteurs sur la mise en œuvre de Linky et le passage des compteurs au statut « communicant » (cf. partie 2.1.3.2) ;
- d'augmenter la force des incitations en cohérence avec l'évolution de la base d'actifs régulés (BAR) associée au projet et donc avec les montants de la prime de 100 pbs versée à Enedis (cf. partie 2.1.3.3).

2.1.3.1 Révision des objectifs des indicateurs existants

Pour chacun des 6 indicateurs liés à la performance du système Linky, dont l'objectif n'avait été fixé que jusqu'en 2019, les objectifs envisagés par la CRE, pour les années 2020 et 2021, au regard des performances d'Enedis sur les années 2017 à 2019, sont présentés ci-dessous.

Taux de télé-relevés journaliers réussis

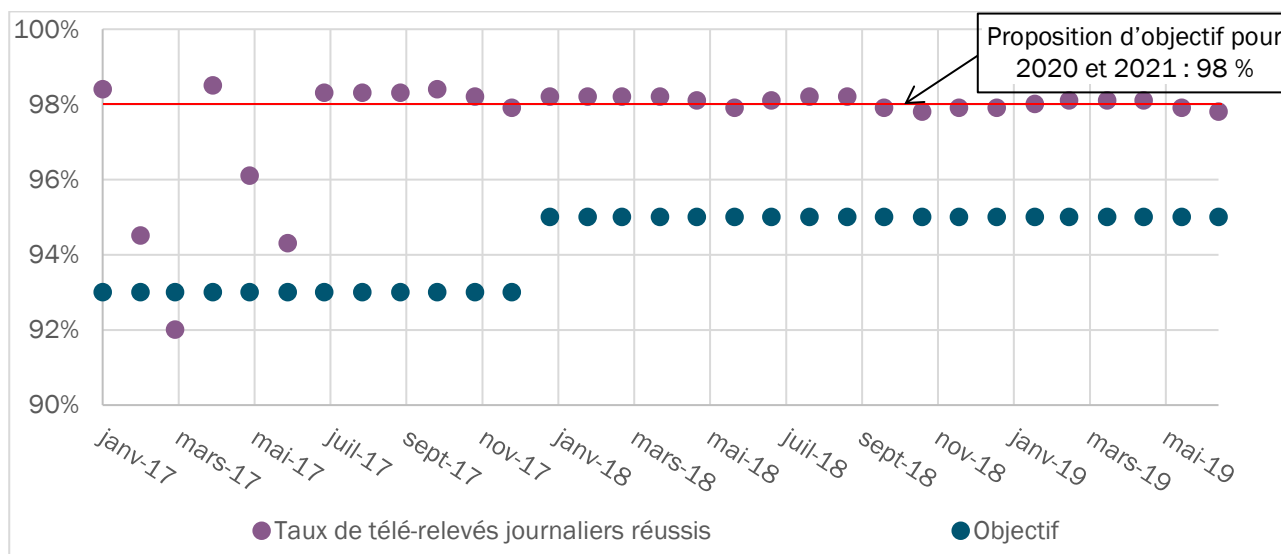


Figure 2 – Résultat d'Enedis sur l'indicateur « taux de télé-relevés journaliers réussis »

Compte tenu de la performance passée d'Enedis, la CRE envisage de fixer l'objectif de l'indicateur « taux de télé-relevés journaliers réussis » à 98 % par mois.

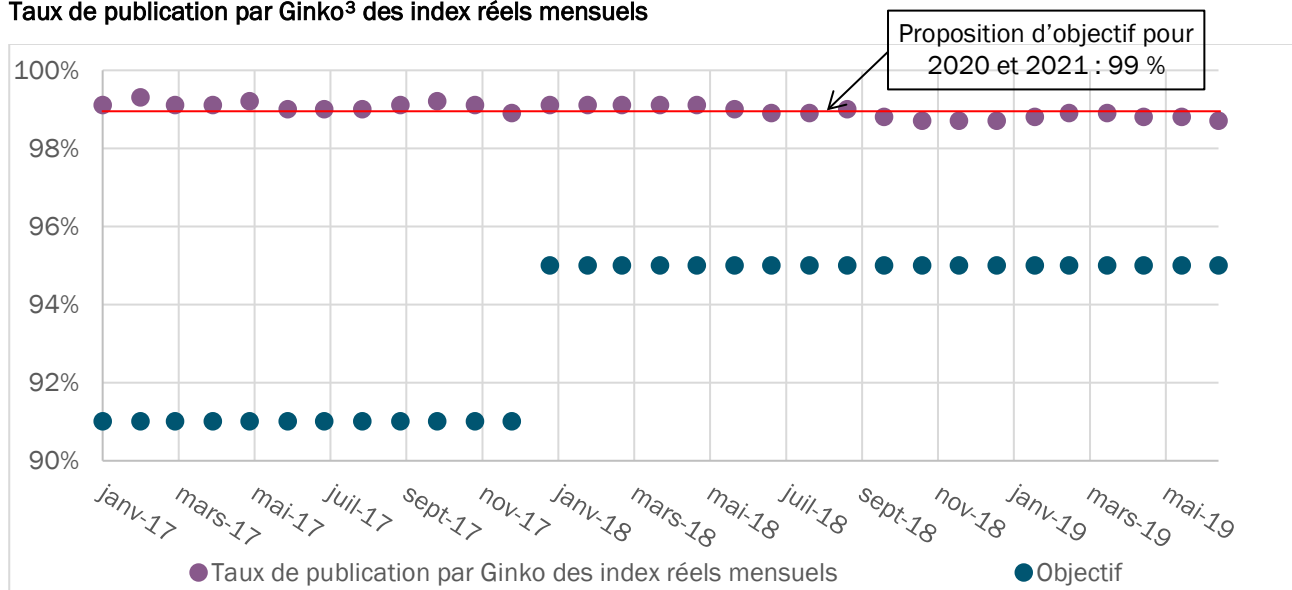
Taux de publication par Ginko³ des index réels mensuels

Figure 3 – Résultat d'Enedis sur l'indicateur « taux de publication par Ginko des index réels mensuels »

Compte tenu de la performance passée d'Enedis et de l'importance de la publication d'index mensuels fiables pour les utilisateurs, la CRE envisage de fixer l'objectif de l'indicateur « taux de publication par Ginko des index mensuels » à 99 % par mois.

Taux de disponibilité du portail internet « clients »

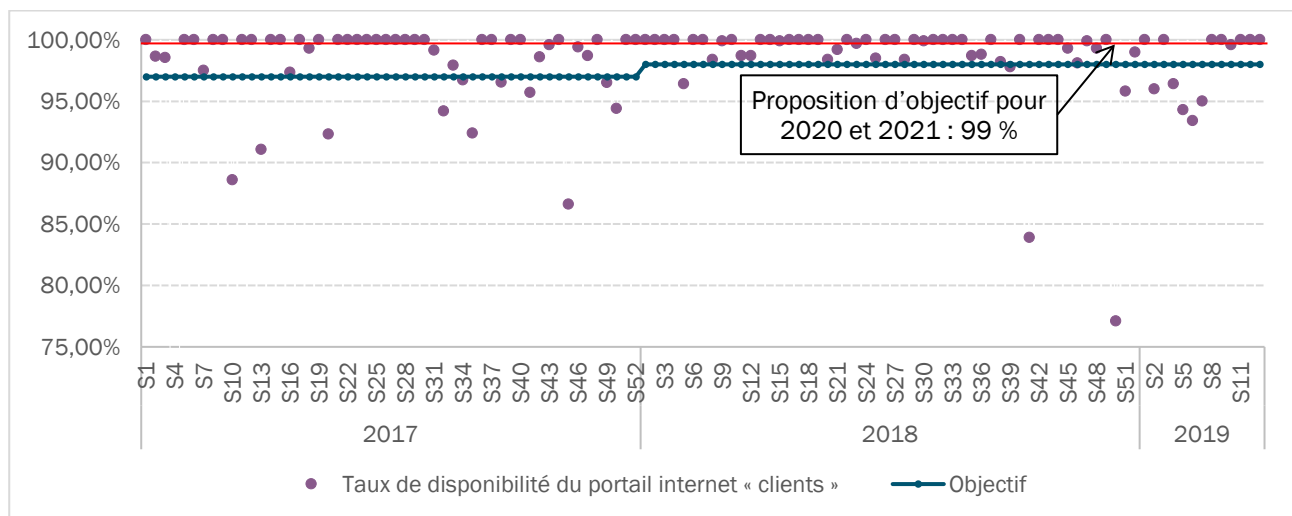


Figure 4 – Résultat d'Enedis sur l'indicateur « taux de disponibilité du portail internet « clients » »

Compte tenu de la performance passée d'Enedis, la CRE envisage de fixer l'objectif de l'indicateur « taux de disponibilité du portail internet « clients » » à 99 % par semaine.

³ Système d'information d'Enedis à même de gérer les fonctionnalités avancées des compteurs Linky.

Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

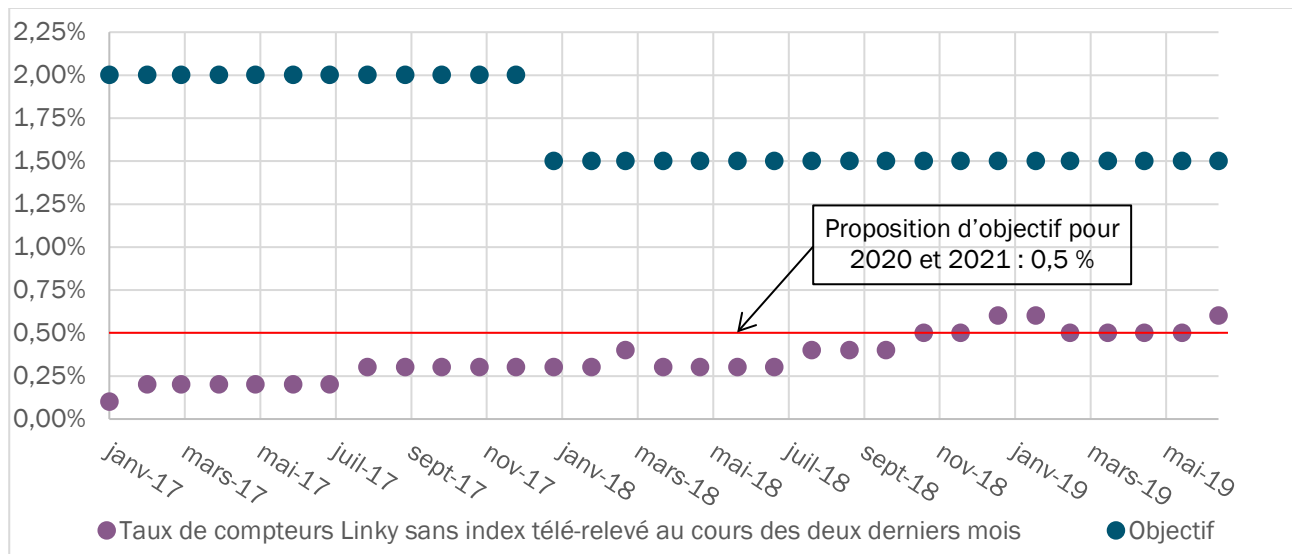


Figure 5 – Résultat d'Enedis sur l'indicateur « taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois »

Compte tenu de la performance passée d'Enedis, la CRE envisage de fixer l'objectif de l'indicateur « taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois » à 0,5 % par mois.

Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs

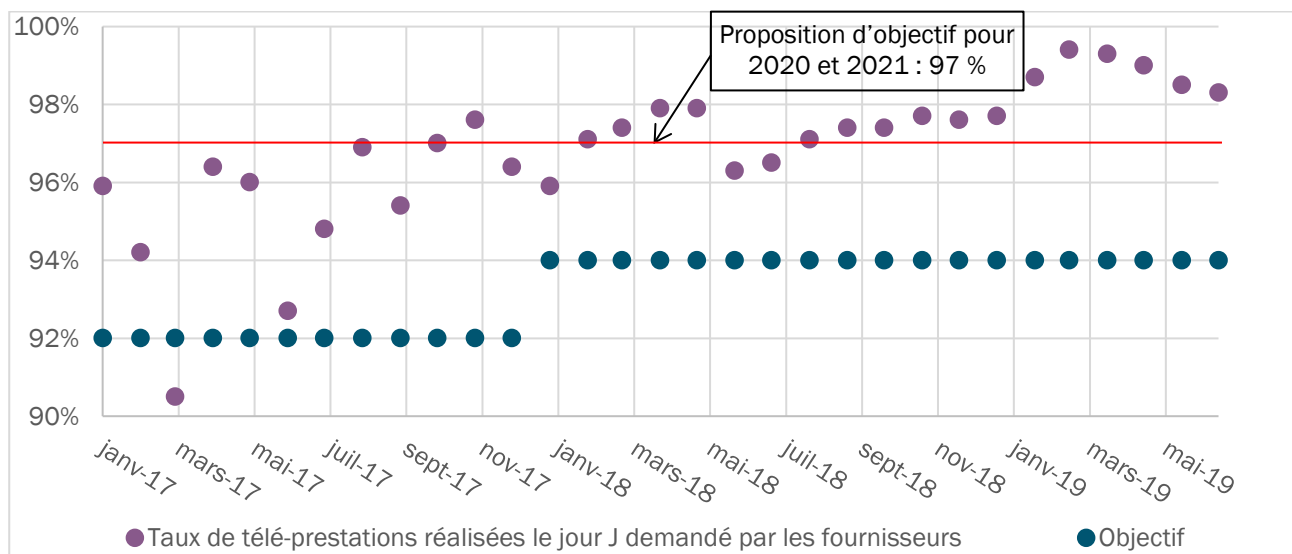


Figure 6 – Résultat d'Enedis sur l'indicateur « taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs »

Compte tenu de la performance passée d'Enedis, la CRE envisage de fixer l'objectif de l'indicateur « taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs » à 97 % par mois.

Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile

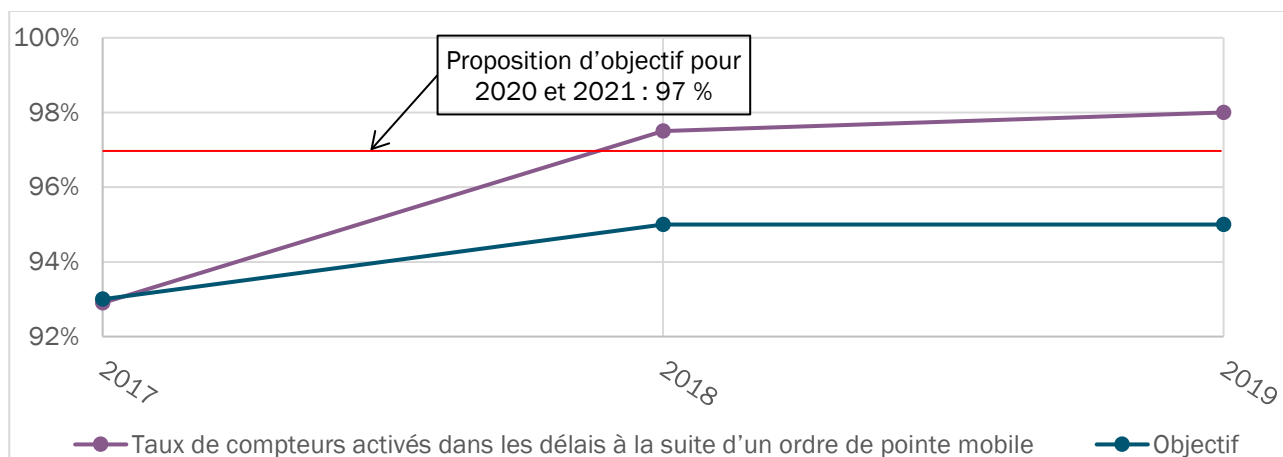


Figure 7 – Résultat d'Enedis sur l'indicateur « taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile »

Compte tenu de la performance passée d'Enedis, la CRE envisage de fixer l'objectif de l'indicateur « taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile » à 97 % par an.

Question 1 : Êtes-vous favorable aux nouveaux niveaux d'objectifs des 6 indicateurs existants envisagés par la CRE ?

Question 2 : Y a-t-il des indicateurs non pertinents ou ayant perdu de leur intérêt à ce stade du déploiement de Linky et de son environnement associé ?

2.1.3.2 Proposition d'un nouvel indicateur de qualité de service

Lors du GT comptage du 14 juin 2019 tenu dans le cadre du groupe de travail électricité (GTE) sous l'égide de la CRE, les fournisseurs ont souligné que le délai entre la pose d'un compteur Linky et le passage au statut « communicant » dans le système d'information Ginko était selon eux trop important. Un compteur Linky est dit communicant lorsqu'il transmet au système d'information (SI) Linky les relevés du compteur de manière quotidienne et automatique. Cependant, même pour les compteurs dits « communicants » l'ensemble des services ne sont accessibles qu'après la migration dans Ginko, en particulier :

- l'abonnement à la collecte de la courbe de charge ;
- les nouvelles offres des fournisseurs.

Pour garantir que les utilisateurs bénéficient de l'ensemble des fonctionnalités des compteurs Linky et afin de faciliter l'appropriation par les utilisateurs de ces dernières, la CRE juge essentiel que les compteurs soient ouverts à l'ensemble des services rapidement après la pose.

Dans la régulation actuelle, est un indicateur suivi mais non incité, le délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration au statut « communicant » dans Ginko. La CRE note que la performance d'Enedis sur ce point est :

- insuffisante (cf Figure 8, délai moyen de 80 jours sur l'ensemble de la période). La CRE considère qu'un délai de 2 mois devrait être envisagé comme un maximum entre la pose du compteur et l'accès à l'ensemble des services associées ;
- très variable, cette variabilité est la conséquence de l'existence à ce jour d'un stock important de compteurs (800 000 environ à date) dont la migration a été impossible dans Ginko (du fait de contraintes techniques, comme le format de l'adresse du point de comptage). Ces compteurs sont dits communicants mais n'offrent pas toutes les fonctionnalités car ils restent traités dans l'ancien système DISCO. L'indicateur suivi à date prend en compte, au moment du transfert de chaque compteur dans Ginko, le délai moyen entre la pose et ce transfert. Ainsi, si la résorption de ce stock dans les meilleurs délais est nécessaire, elle viendrait dégrader cet indicateur. La CRE considère donc à ce stade que son mode de calcul n'est pas totalement adapté.

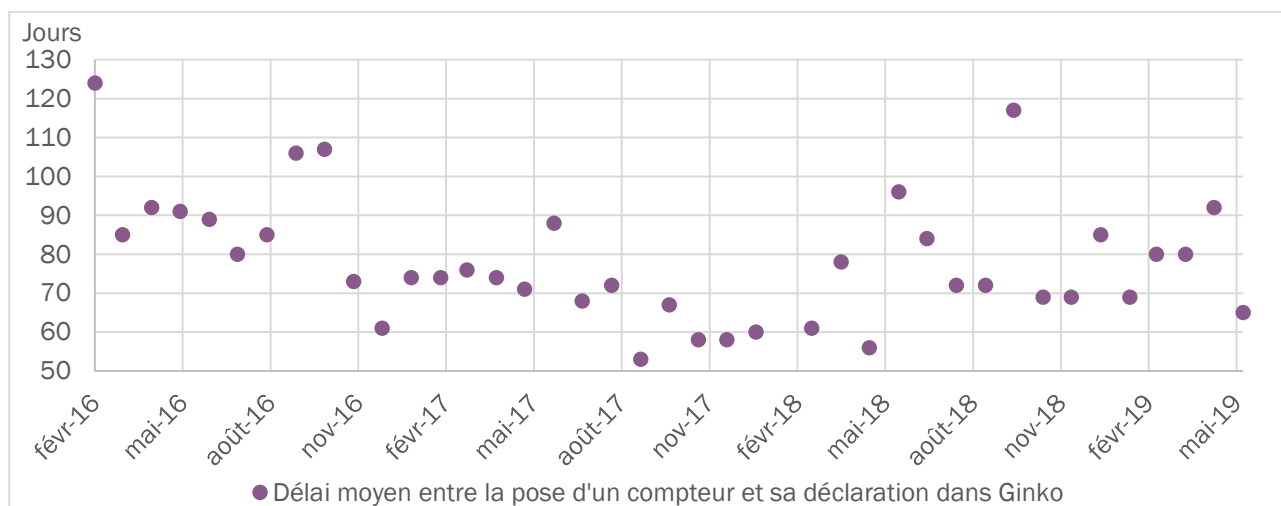


Figure 8 – Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans Ginko

La CRE envisage de faire évoluer la régulation de la qualité de service Linky sur ce point, d'une part, pour s'assurer que les nouveaux compteurs sont ouverts aux services rapidement (gestion du flux) et, d'autre part, pour inciter Enedis à gérer le stock dans des délais acceptables.

La CRE envisage ainsi d'inciter l'indicateur suivant « taux de compteurs posés en masse et ouverts aux services en moins de 60 jours ». Cet indicateur inciterait Enedis à passer le plus grand nombre possible de compteurs au statut « communicant » dans un délai inférieur à 60 jours dans Ginko sans le dissuader d'effectuer des actions de rattrapage sur le stock de compteurs bloqués. Cet indicateur est déjà suivi par Enedis. Pour les années de 2016 à 2018, les performances atteintes sont les suivantes :

Tableau 3 – Taux de compteurs posés en masse et communicants dans Ginko en moins de 60 jours

	2016	2017	2018
Nb de compteurs Linky posés en masse sur la période	2 133 913	5 119 510	6 922 962
Nb de compteurs posés en masse sur la période et communicants dans Ginko en moins de 60 jours	833 401	2 942 516	4 420 627
Taux de compteurs posés en masse et communicants dans Ginko en moins de 60 jours	39,1 %	57,5 %	63,9 %

Enedis est en amélioration sur la période 2016 à 2018 avec une amélioration de 18,4 points entre 2016 et 2017 et de 6,4 points entre 2017 et 2018. Ainsi la CRE envisage de fixer les objectifs ambitieux de 75 % (+ 11,1 points par rapport à 2018) pour l'année 2020 et 85 % pour l'année 2021. La CRE envisage par ailleurs de fixer une pénalité, de 1 000 k€ par point en dessous de l'objectif fixé en 2020 et 1 500 k€ par point en dessous de l'objectif fixé en 2021.

Pour la gestion du stock, la fin programmée du système DISCO (estimée à fin 2020), oblige Enedis à traiter le cas de ces compteurs bloqués. A défaut ces compteurs ne seraient plus communicants après l'arrêt du système DISCO. La CRE envisage d'introduire un nouvel indicateur incité (avec malus uniquement) sur le nombre de ces compteurs non transférés dans Ginko. La CRE travaille avec Enedis à la trajectoire associée à cet indicateur en visant la résorption intégrale du stock avant fin 2020.

Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE s'agissant de la régulation de la migration des compteurs dans le système d'information Ginko ?

2.1.3.3 Modification de la force des incitations

Le montant des malus des différents indicateurs est à mettre en regard de la prime de rémunération de 100 pbs qui est versée à Enedis pour la qualité de service. Pour accompagner l'évolution du projet, la CRE envisage d'augmenter la force des pénalités en multipliant les pénalités de 2018 par :

- 2 en 2020 ;
- 3 en 2021.

Les évolutions proposées peuvent être récapitulées dans le tableau 4.

Tableau 4 – Evolution des pénalités associées aux indicateurs de qualité de service spécifiques au projet Linky

Indicateurs		2020	2021
Taux de télé-relevés journaliers réussis	Objectifs 2020-2021	98 % par mois	98 % par mois
	Malus	100 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif	150 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	Objectifs 2020-2021	99 % par mois	99 % par mois
	Malus	100 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif	150 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Objectifs 2020-2021	99 % par semaine	99 % par semaine
	Malus	50 k€ par semaine si le taux est strictement inférieur à l'objectif	75 k€ par semaine si le taux est strictement inférieur à l'objectif
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	Objectifs 2020-2021	0,5 % par mois	0,5 % par mois
	Malus	100 k€ par mois et par point au-dessus de l'objectif	150 k€ par mois et par point au-dessus de l'objectif
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	Objectifs 2020-2021	97 % par mois	97 % par mois
	Malus	100 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif	150 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	Objectifs 2020-2021	97 % par an	97 % par an
	Malus	1 000 k€ par point en dessous de l'objectif	1 500 k€ par point en dessous de l'objectif
Taux de compteurs posés en masse et communicants dans Ginko en moins de 60 jours	Objectifs 2020-2021	75 % par an	85 % par an
	Malus	1 000 k€ par point en dessous de l'objectif	1 500 k€ par point en dessous de l'objectif
Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	Objectif de base	1 % par an	1 % par an
	Objectif cible	0,8 % par an	0,8 % par an
	Malus	500 k€ par point au-dessus de l'objectif de base	500 k€ par point au-dessus de l'objectif de base
	Bonus	500 k€ si le taux est inférieur ou égal à l'objectif cible	500 k€ si le taux est inférieur ou égal à l'objectif cible

Question 4 : Êtes-vous favorable aux niveaux des incitations envisagées par la CRE ?

Question 5 : D'autres indicateurs pourraient-ils être envisagés permettant de s'assurer de l'exploitation des données collectées dans l'intérêt de la qualité et / ou du coût du service rendu ?

2.2 Révision du niveau des indicateurs de qualité de service d'EDF-SEI

EDF SEI est le gestionnaire des réseaux de distribution dans les départements et territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Guyane, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon ainsi que les îles bretonnes. Il dessert environ 1,1 millions d'utilisateurs. Conformément à l'article L.121-29 du code de l'énergie, EDF SEI a formalisé en mars 2017 son souhait de bénéficier de la péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes pour la période 2018-2021.

Par la délibération n°2018-070 du 22 mars 2018⁴, la CRE a déterminé les niveaux annuels prévisionnels de dotation dont bénéficiera EDF SEI sur la période 2018-2021 au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité, ainsi que le cadre de régulation applicable sur cette même période.

Par cette délibération, EDF SEI, qui devait déjà suivre un certain nombre d'indicateurs de qualité de service depuis l'entrée en vigueur du TURPE 4, s'est vu fixer des objectifs pour 5 indicateurs de qualité de service et 3 indicateurs de continuité d'alimentation (détails présentés en annexe 4) qui font dorénavant l'objet d'incitations financières.

2.2.1 Résultat de la régulation incitative en 2018

En 2018, première année d'application du nouveau mécanisme de régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation, EDF-SEI a largement dépassé ses objectifs sur l'ensemble de ses indicateurs. EDF SEI a ainsi perçu un bonus global de 4,2 M€ (dont 3,5 M€ au titre de la continuité d'alimentation, ce montant correspondant au plafond maximum de bonus qu'EDF SEI peut obtenir pour une année). Le détail des résultats pour les indicateurs de qualité de service est le suivant :

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-070 du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

Tableau 5 – Résultat de la régulation incitative de la qualité de service d'EDF SEI en 2018

Indicateurs	Résultats d'EDF SEI	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	87 %	68 %	+ 194 219
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires*	1231 réclamations	0	- 36 930
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	95 %	94,4 %	+ 58 776
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	-	-	+ 94 898
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	96,6 %	90 %	+ 84 531
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	76,3 %	74 %	+ 10 367
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	-	-	+ 427 000**
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	97,6 %	79 %	+ 285 451
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	82,5 %	49 %	+ 145 215
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			+ 737 962

* Indicateur asymétriques, pénalités uniquement.

** Indicateur plafonné à 427 k€

Tableau 6 – Résultat de la régulation incitative de la qualité d'alimentation d'EDF SEI en 2018

Indicateurs	Résultats d'EDF SEI	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	236,1 minutes	329 minutes	+ 16 078 121
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	175,9 minutes	166 minutes	- 1 098 372
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	4,2 coupures	5,59 coupures	+ 58 776
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			+ 3 500 000*

* incitations plafonnées à 3 500 000€

La délibération du 22 mars 2018 prévoit la possibilité « d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire ». Cette même délibération dispose que « la CRE se réserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières ». En outre, la CRE avait annoncé s'interroger sur une telle modification dans la délibération de mise à jour annuelle de la dotation d'EDF SEI⁵ de juillet 2019.

En effet, pour certains indicateurs les résultats d'EDF SEI pour l'année 2018 sont 20 ou 30 points au-dessus des objectifs fixés par la CRE. En outre, concernant le critère B, EDF SEI a battu son objectif de plus de 90 minutes. L'amplitude des écarts observés entre les objectifs fixés par la CRE et les résultats d'EDF SEI conduit la CRE à envisager de revoir les modalités d'incitation de **trois indicateurs** (identifiés en gras dans les tableaux ci-dessus).

⁵ Délibération de la CRE n° 2019-191 du 24 juillet 2019 portant décision sur l'évolution de la dotation 2019 pour EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)

2.2.2 Proposition d'ajustement de certains objectifs d'EDF SEI

Pour les trois indicateurs ci-après, la CRE envisage d'apporter les modifications suivantes.

Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

L'indicateur « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » est collecté par EDF SEI depuis 2017.

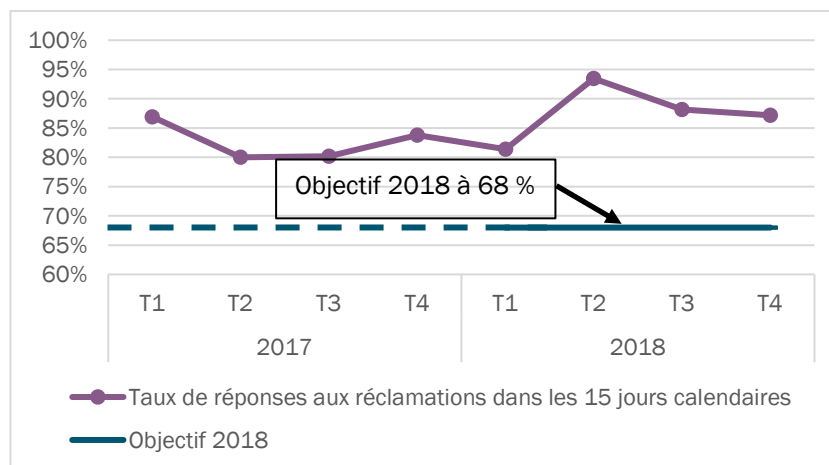


Figure 9 – Résultat d'EDF SEI sur l'indicateur « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires »

L'objectif qui a été fixé à EDF SEI par la délibération du 22 mars 2018 est de 68 % en 2018 et doit progresser les années suivantes pour accompagner la performance d'EDF SEI (cf. tableau ci-après). Avec un taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours de 87 % en 2018, EDF SEI a déjà battu l'objectif prévu pour l'année 2021. En conséquence la CRE envisage d'augmenter les objectifs fixés à EDF SEI pour prendre en compte les performances plus rapides d'EDF SEI.

Tableau 7 – Proposition d'objectifs pour l'indicateur « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires »

%	Objectif initial	Proposition d'objectifs
2018	68 % (Réalisé 2018 : 87 %)	
2019	73 %	
2020	78 %	90 %
2021	83 %	93 %*

*93 % correspond au niveau de performance fixé à Enedis pour la fin du TURPE 5

Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

Concernant l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements » l'opérateur a fortement amélioré ses performances depuis 2015, en amélioration par rapport aux années précédentes. Il a atteint le plafond global de l'incitation (soit 427 k€) avec :

- une performance moyenne de 97,7 % générant un bonus de 285 k€ en BT ≤ 36 kVA ;
- une performance moyenne de 82,2 % générant un bonus de 145 k€ en BT > 36 kVA, collectifs BT et HTA.

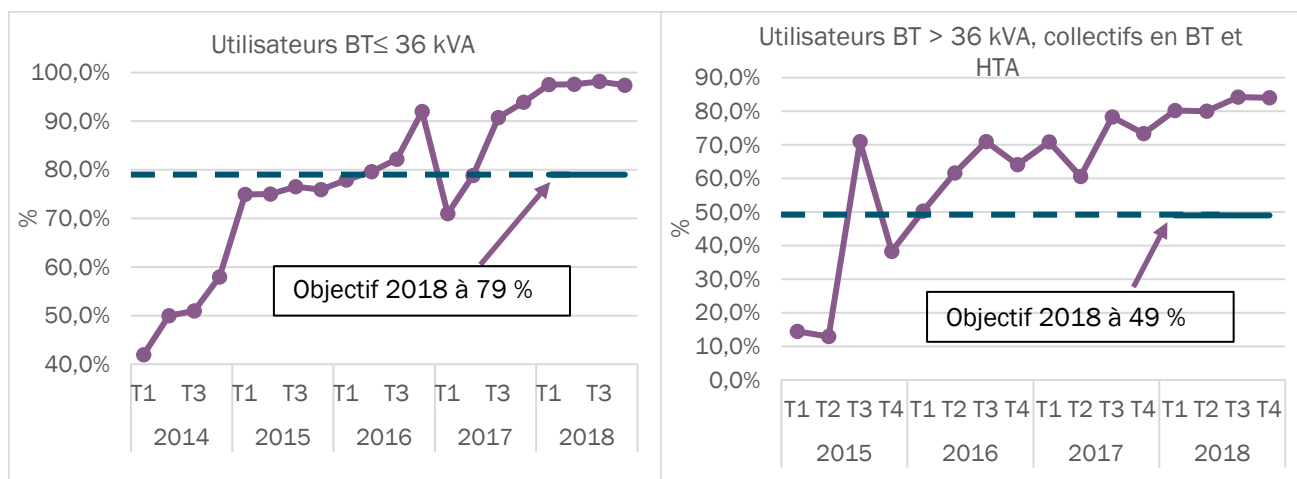


Figure 10 – Résultat d'EDF SEI sur l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements »

Pour ces deux indicateurs, les objectifs fixés par la CRE augmentaient progressivement sur la période 2018-2021 (cf. tableau ci-après). Pour la catégorie d'utilisateurs BT ≤ 36 kVA, EDF SEI a dépassé dès 2017 la performance prévue pour 2021 et pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA, la performance prévue pour 2020. La CRE envisage donc d'accélérer la progression des objectifs de cet indicateur incité de la manière suivante :

Tableau 8 – Proposition d'objectifs pour l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements » pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA

%	Objectif initial	Proposition d'objectifs
2018	79 % (Réalisé 2018 : 97,6 %)	
2019	83 %	
2020	86 %	90 %
2021	90 %	90 %

Tableau 9 – Proposition d'objectifs pour l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements » pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA

%	Objectif initial	Proposition d'objectifs
2018	49 % (Réalisé 2018 : 82,5 %)	
2019	63 %	
2020	76 %	85 %
2021	90 %	90 %

Cela reviendrait à fixer pour EDF-SEI, dès 2020, les mêmes objectifs que pour Enedis.

En outre, pour compléter le suivi des prestations de raccordement, la CRE souhaite suivre les délais de réalisation des travaux de raccordement. Ainsi la CRE envisage d'encadrer les délais proposés par EDF SEI et d'introduire, comme pour Enedis, l'indicateur suivi « délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs » dans la régulation de la qualité de service d'EDF SEI. Les catégories d'utilisateurs envisagées par la CRE sont les suivantes :

- consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA ;

- consommateurs individuels BT > 36 k VA et collectifs BT ;
- consommateurs HTA ;
- producteurs BT ≤ 36 kVA ;
- producteurs BT > 36 kVA et HTA.

Au paragraphe 3.1.2 de cette consultation la CRE propose une revue plus approfondie, pour une mise en place à horizon TURPE 6, de la régulation incitative de la qualité des prestations de raccordement des GRD.

Critère B⁶

En 2018, le résultat d'EDF SEI sur cet indicateur est de 237 minutes pour un objectif de 329 minutes, soit 92 minutes de moins que l'objectif fixé. Compte tenu d'un temps de coupure très largement inférieur à l'objectif, en 2018, EDF SEI a perçu un bonus correspondant au plafond de l'indicateur soit 3,5 M€.

L'amélioration de la durée moyenne de coupure étant un sujet majeur dans les zones non interconnectées, la CRE considère donc que cet indicateur doit rester incitatif et envisage donc pour cela de revoir le niveau de l'objectif ainsi que la force de l'incitation.

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur l'opportunité de modifier la définition de certains éléments du calcul du critère B d'EDF SEI. Les coupures comptabilisées dans le calcul du critère B d'EDF SEI excluent les coupures dues aux événements exceptionnels, en particulier les événements climatiques exceptionnels. La définition utilisée pour caractériser ces événements dans la délibération du 22 mars 2018 est la suivante : « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée ».

Cette définition est la même que celle utilisée pour Enedis et les ELD métropolitaines. Cependant, elle n'apparaît pas adaptée à la zone de desserte d'EDF SEI. En particulier pour des zones telles que la Guadeloupe (~200 000 clients), la Martinique (~200 000 clients), la Corse (~250 000 clients) et la Réunion (~380 000 clients), ce seuil de 100 000 clients, représentant entre 26 % et 50 % des clients de ces territoires, paraît trop élevé.

Ainsi EDF SEI a mis en place un indicateur similaire au critère B mais utilisant une autre définition pour caractériser les événements exceptionnels : « les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : Alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés ».

Ces deux méthodes fournissent des résultats différents pour le critère B présentés dans le tableau 10.

Tableau 10 – Durée du critère B d'EDF SEI suivant la méthode de prise en compte des catastrophes naturelles utilisée

	2014	2015	2016	2017	2018
Critère B calculé avec la méthode issue du TURPE 5 (en min)	293,6	346	335	248,4	237,1
Variations annuelles		+ 17,8 %	- 3,2 %	- 25,9 %	- 4,5 %
Durée des événements exceptionnels	368	2	10	736,8	52,5
Critère B calculé avec la méthode EDF SEI (en min)	287,6	237,9	225,3	198,1	237,1
Variations annuelles		- 17,3 %	- 5,3 %	- 12,1 %	+ 20 %
Durée des événements exceptionnels	374,2	108,7	119,8	787,3	52,5

Les deux méthodes montrent une amélioration globale de la performance d'EDF SEI sur la période. La méthode utilisée par EDF SEI semble fournir des résultats d'une plus grande stabilité. Utiliser la méthode d'EDF SEI pourrait permettre de définir une incitation plus stable, moins soumise à des variations annuelles fortes sans lien avec les

⁶ Durée moyenne de coupure par installations de consommation raccordées en basse tension (BT)

performances d'EDF SEI. La CRE envisage donc à ce stade de retenir ces modalités de calcul pour le critère B d'EDF-SEI.

S'agissant du niveau de l'objectif à fixer à EDF-SEI, l'objectif des 329 minutes actuel a été calculé comme la valeur moyenne des années 2014 à 2016. La CRE propose de reconduire cette méthode sur les trois dernières années (2016-2018), quelle que soit la méthode de calcul du critère B finalement retenu.

L'objectif serait alors de 220,2 minutes avec les nouvelles modalités envisagées (et de 273,5 minutes si l'on conservait les méthodes de calcul actuel). Ce nouvel objectif permettrait d'accompagner la bonne performance d'EDF SEI sur le critère B sans le mettre en risque sur ses performances des deux dernières années.

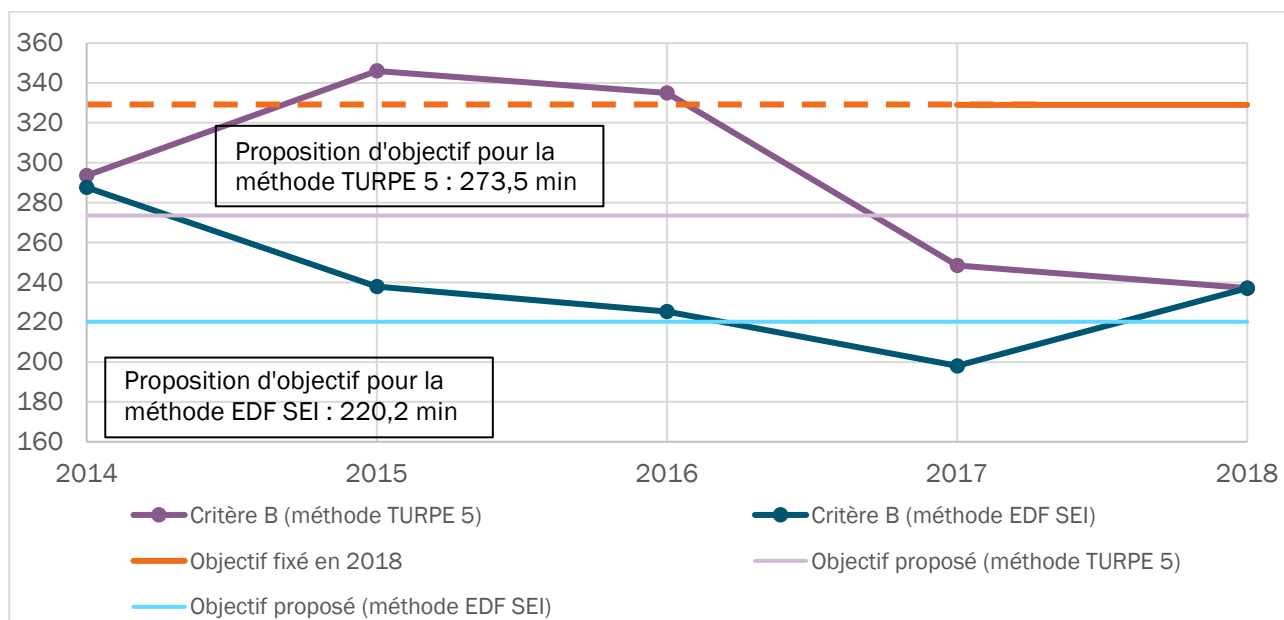


Figure 11 – Résultat d'EDF SEI sur le critère B suivant la méthode de calcul utilisée et proposition d'objectif

De plus, la CRE propose de modifier la force de l'incitation de cet indicateur qui semble trop élevée. L'incitation est aujourd'hui de 173 k€/minutes d'écarts par rapport à l'objectif. La CRE propose de la réduire de moitié, soit 87 k€/minutes d'écart par rapport à l'objectif.

Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'ajuster les niveaux des objectifs des trois indicateurs mentionnés au regard des performances d'EDF SEI sur ces indicateurs ? Etes-vous favorable aux niveaux envisagés des objectifs et incitations des indicateurs existants ?

Question 7 : Souhaitez-vous que la méthode utilisée pour calculer le critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) d'EDF SEI soit modifiée en utilisant la définition d'évènement climatique exceptionnel retenue par EDF SEI ?

2.3 Qualité de la modélisation des pertes électriques

La reconstitution des flux (Recoflux) est le processus qui permet d'affecter à chaque responsable d'équilibre, pour chaque pas de règlement des écarts (aujourd'hui égal à 30 minutes), les injections et les soutirages réalisés sur son périmètre d'équilibre. Ce processus est décomposé en deux phases, le processus « Ecart » dans un premier temps et la « réconciliation temporelle » (« Recotemp » ou RT) dans un second temps.

La fiabilité de ces deux processus est essentielle pour les acteurs de marché et pour l'équilibre du système électrique. Plus la reconstitution est fiable et précise, plus l'approvisionnement en énergie des fournisseurs est proche des consommations réelles de leurs clients. Il est donc important de veiller à ce que les consommations modélisées attribuées au périmètre d'un responsable d'équilibre, y compris celui du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) pour les pertes, soient proches des consommations réelles.

Pour la 12^{ème} réconciliation temporelle (dite « RT12 » et portant sur la période allant de juillet 2015 à juin 2016) le volume d'énergie non affectée (ENA), différence entre les pertes réelles déterminées à l'issue du processus de réconciliation temporelle et les pertes modélisées, attribué aux pertes d'Enedis est de 2,031 TWh. Ce volume dépasse le seuil (de 1 TWh) à partir duquel un audit est prévu par la délibération du 12 décembre 2013 portant décision sur le TURPE dans les niveaux de tension HTA-BT.

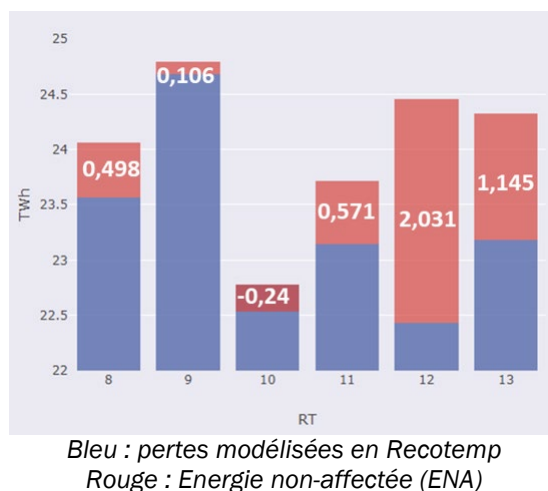


Figure 12 – Evolution de l'ENA par RT

La CRE a donc souhaité mieux connaître les causes de l'augmentation de ce volume d'ENA et a audité les mécanismes mis en œuvre par Enedis pour modéliser les volumes de pertes au pas demi-horaire, et notamment la construction du modèle de pertes ainsi que les pistes de réduction de l'énergie non affectée étudiées par Enedis.

Dans ce cadre, un consultant externe a été retenu par la CRE pour mener cet audit qui s'est déroulé au cours du premier semestre 2019. Cette étude⁷ est publiée conjointement à la présente consultation publique sur le site internet de la CRE.

Présentation des résultats de l'audit

Cette étude montre que le « mauvais résultat » de la RT12 en termes d'ENA, s'explique par :

- une meilleure modélisation d'Enedis en été par rapport aux autres années qui n'est pas venue diminuer le volume d'ENA annuelle (paradoxalement la RT12 est donc plutôt une bonne année en termes de modélisation des pertes si l'on regarde les résultats par saison mais l'indicateur utilisé pour en mesurer la qualité donne une image contraire) ;

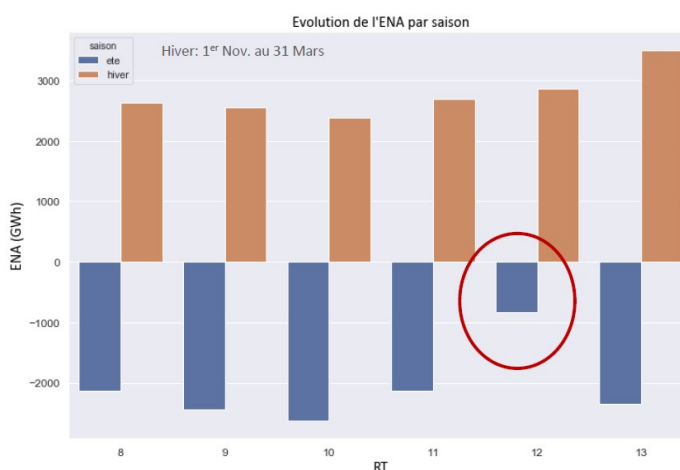


Figure 13 – Evolution de l'ENA par saison

- le long délai entre la période utilisée pour le calage du modèle de pertes et la période d'application du modèle (pour la RT 12, le polynôme opérationnel⁸ a été calibré sur les données dénouées des 7^{ème}, 8^{ème} et 9^{ème} RT. Soit un espace de 3 ans entre la dernière RT de calibration et la RT d'utilisation du polynôme opérationnel) ;

⁷ « Audit de la modélisation des pertes par Enedis lors du processus de reconstitution des flux », Artelys, avril 2019

⁸ Polynôme utilisé par Enedis pour estimer le volume de pertes au processus écarts

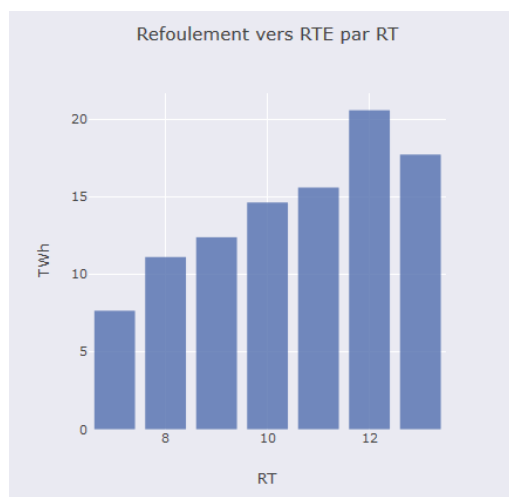


Figure 14 – Refoulement vers RTE par RT

L'audit met par ailleurs en avant le fait que les modifications apportées par Enedis depuis la RT12 (mise à jour de la modélisation du réseau, modification de l'assiette sur laquelle s'applique le polynôme opérationnel, passage progressif en profilage dynamique) sont toutes associées à une amélioration de la modélisation (mesurée par une diminution de l'ENA) ;

Le graphique ci-dessous montre par exemple la simulation de l'apport de l'utilisation du profilage dynamique (mise à jour dynamique du comportement des utilisateurs du réseau) sur le volume d'ENA à une maille mensuelle sur une période de deux ans : l'ENA à une granularité mensuelle est sensiblement diminuée.

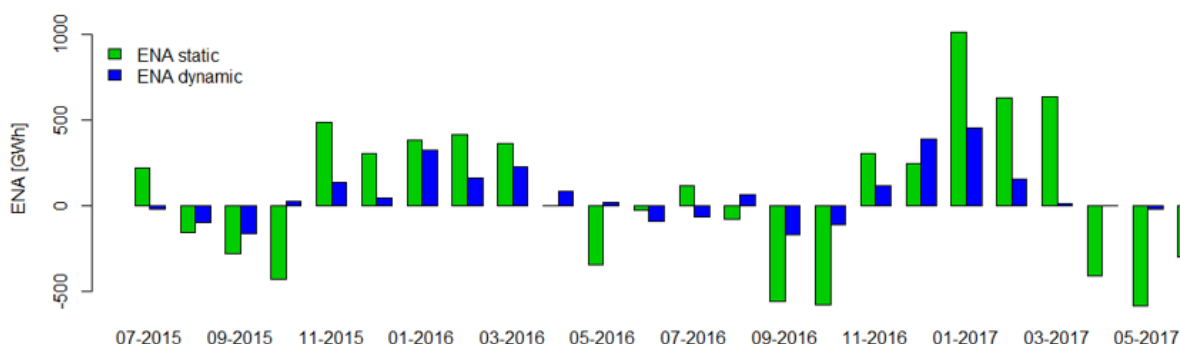


Figure 15 – Comparaison de l'ENA mesurée au pas de temps mensuel avec (en bleu) ou sans (en vert) profilage dynamique, à partir du dernier polynôme connu utilisé par Enedis, appliqué sur les RT 12 et RT 13

En parallèle des constats présentés ci-avant, cette étude formule trois recommandations :

- l'indicateur de référence (volume annuel d'ENA) est insuffisant pour mesurer la qualité de la modélisation et devrait évoluer vers une mesure à une granularité plus fine ;
- autant que possible, les données utilisées pour le calage du modèle de pertes devraient être plus proches de la RT utilisée pour le polynôme afin d'améliorer la qualité de la modélisation ;
- Enedis devrait étudier de manière plus approfondie une modélisation des pertes qui s'appuierait directement sur les pertes obtenues par bouclage (pertes obtenues par bilan direct des flux d'injection et de soutirage) et non plus sur un modèle technique ; cette évolution serait favorisée par l'introduction du profilage dynamique et par un bouclage sur une période mensuelle ou plus courte.

Analyse de la CRE

Depuis la période de la RT 12, plusieurs évolutions du système de reconstitution des flux ont été décidées afin d'améliorer ce processus, notamment :

- l'introduction du profilage dynamique en 2018 pour le processus Recotemp, pour les principaux profils ;
- l'utilisation en 2020 du profilage dynamique pour le processus écarts ainsi que l'application du prix de règlement des écarts aux écarts calculés en Recotemp ;

- la reconstitution des flux en courbe de charge pour les sites d'une puissance souscrite comprise entre 110 et 250 kVA fin 2020 ;
- la reconstitution des flux en courbe de charge pour les sites d'une puissance souscrite comprise entre 36 et 110 kVA fin 2022.

Certaines de ces évolutions permettront de responsabiliser plus précisément les responsables d'équilibre sur leurs propres clients. Un acteur, considérant que l'objectif principal du processus de reconstitution des flux devrait être la prévisibilité pour les responsables d'équilibre, demande d'ailleurs (i) que l'application du prix de règlement des écarts (PRE) à la Recotemp soit reportée jusqu'à ce que les responsables d'équilibre soient en mesure de prévoir suffisamment les résultats de la Recotemp et (ii) que les exigences attendues des gestionnaires de réseau, concernant la publication de données permettant de corriger au plus vite leurs erreurs de prévisions sur leurs périmètres d'équilibre, soient renforcées.

La CRE envisage de n'accéder que partiellement aux demandes de cet acteur. En effet, l'objectif de la reconstitution des flux est de donner la vision la plus précise possible des consommations réelles afin de :

- responsabiliser plus précisément les RE sur leurs propres clients;
- favoriser de potentielles actions de MDE;
- limiter la mutualisation entre profils.

Dès lors, la CRE n'envisage pas de modifier le calendrier prévu pour l'application du prix de règlement des écarts aux écarts calculés en Recotemp (soit 2020).

En revanche, la CRE considère que cette responsabilité accrue des responsables d'équilibre doit effectivement s'accompagner d'une responsabilité accrue d'Enedis, notamment sur la modélisation des pertes.

Dès lors, la CRE envisage de :

- demande à Enedis d'étudier la possibilité de simplifier le modèle de prévision de pertes utilisé pour la reconstitution des flux, notamment en calibrant le modèle de pertes sur les pertes dites « bouclantes » et en raccourcissant l'intervalle de temps entre les données utilisées pour la calibration du modèle et la période d'application de ce modèle ;
- revoir les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique en :
 - modifiant l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) :

Dans le tarif TURPE 5 bis HTA-BT, cet indicateur est suivi mais non incité financièrement. De plus, cet indicateur correspond au volume annuel d'ENA. Pour cet indicateur, la CRE envisage à ce stade :

- de modifier sa méthode de calcul, l'audit de la Recoflux ayant montré que l'ENA présentait un fort caractère saisonnier. Pour cela, la CRE envisage de mesurer l'ENA à une granularité plus fine et propose de modifier la méthode de calcul en mesurant désormais la moyenne annuelle de la valeur absolue de l'ENA sur chaque pas demi-horaire ;
- d'inciter financièrement Enedis sur cet indicateur.

- introduisant un indicateur de la qualité de la remontée des courbes de charge :

Pour cela, la CRE envisage de suivre dans un premier temps, puis, éventuellement, d'inciter financièrement Enedis sur des indicateurs relatifs à la qualité de la remontée des courbes de charge dans les bilans globaux de consommation.

Par ailleurs, dans le cadre de la concertation sur la reconstitution des flux menée sous l'égide de la CRE, les gestionnaires de réseau et les acteurs de marchés travaillent à la définition des futures évolutions de ce processus. Un rapprochement des processus « écarts » et de la reconstitution temporelle est notamment envisagé, grâce à l'apport des compteurs évolués qui permettront un calcul de la reconstitution temporelle sur une durée inférieure à une année. La CRE envisage de délibérer sur des orientations relatives à ces évolutions de la reconstitution des flux, sur la base d'une proposition d'Enedis issue de la concertation avec les acteurs, fin 2019.

Question 8 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de demander à Enedis d'étudier la possibilité de simplifier le modèle de prévision des pertes utilisé pour la reconstitution des flux ?

Question 9 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'adapter les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (modification de l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) et introduction d'un indicateur de la qualité de la remontée des courbes de charge) ?

3. EVOLUTION DE LA RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE ENVISAGÉES POUR LE TURPE 6

3.1 Qualité de service des GRD (raccordement, continuité d'alimentation et réclamations)

3.1.1 Bilan de la qualité de service des GRD

3.1.1.1 Bilan de la qualité de service pour Enedis

La régulation incitative de la qualité de service a été introduite pour Enedis en 2009 dans le cadre du TURPE 3. Depuis, ce mécanisme a été reconduit et complété de nouveaux indicateurs.

Dans le cadre de régulation actuel, la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation se fait au travers de 75 indicateurs dont 24 font l'objet d'une incitation financière. Ceux-ci se répartissent de la manière suivante :

- 57 indicateurs relatifs à la qualité de service d'Enedis dont 19 faisant l'objet d'une incitation financière. Ces indicateurs couvrent :
 - les interventions réalisées par Enedis (9 indicateurs) ;
 - les raccordements (11 indicateurs) ;
 - la fiabilité du bilan électrique (5 indicateurs) ;
 - la relation avec les clients finals (9 indicateurs) ;
 - la relation avec les fournisseurs (3 indicateurs) ;
 - le projet de comptage évolué Linky (16 indicateurs) ;
- 18 indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation dont 5 faisant l'objet d'une incitation financière.

La liste détaillée de l'ensemble des indicateurs suivis par la CRE est présentée en annexes 2 et 3.

Depuis l'introduction d'une régulation de la qualité de service en 2009, Enedis a atteint, sur la majorité des thématiques suivies, un niveau de performance supérieur aux attentes et en amélioration constante, ce qui lui a permis de toujours bénéficier de bonus globaux, malgré les objectifs croissants fixés par la CRE.

Sur les périodes TURPE 4 et 5, on note ainsi :

- une progression de la performance d'Enedis sur les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (« énergie calée et normalisée en Recotemp » et « écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis ») et sur le taux de mise en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client ;
- le maintien d'un haut niveau de performance sur le taux de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaire, le taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre et sur le taux de disponibilité du portail fournisseur ;
- une marge de progression sur le traitement des réclamations et les délais de raccordement (cf. partie 3.1.2).

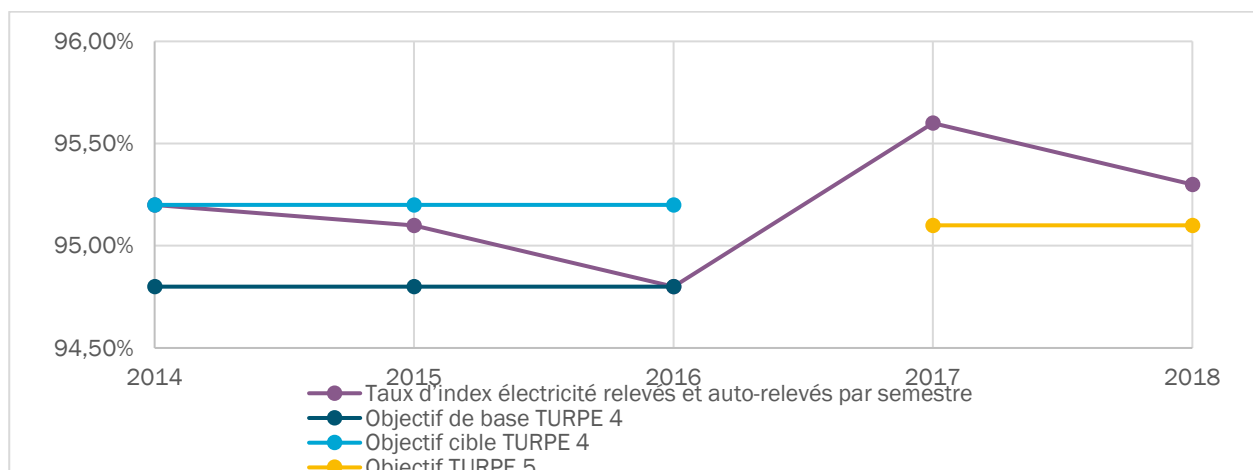


Figure 16 – Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre

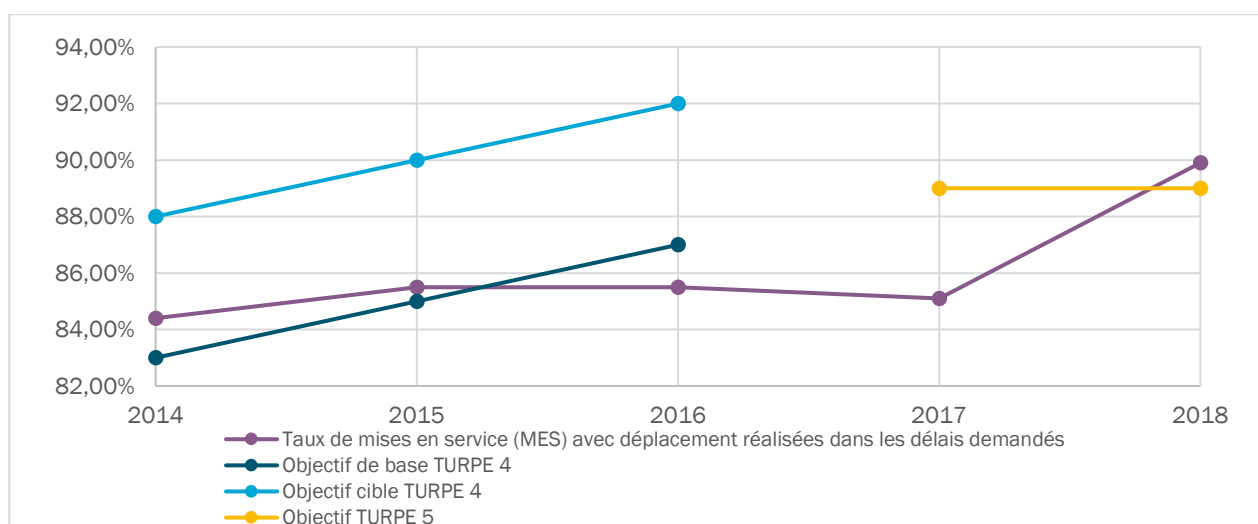


Figure 17 – Taux de mises en service (MES) avec déplacement réalisées dans les délais demandés

Sur le volet continuité d'alimentation, lors des périodes TURPE 3 et TURPE 4 (2009 à 2016) l'unique indicateur incité était la durée moyenne de coupure en basse tension, dit critère B. La performance d'Enedis a été instable entre 2009 et 2014 avec de fortes variations de part et d'autre des objectifs fixés par la CRE. Depuis 2014, la performance d'Enedis sur le critère B s'est stabilisée. De plus Enedis s'est montré très performant sur les trois indicateurs incités introduits, dans TURPE 5, s'agissant de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

Dans le cadre de la consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation des différents tarifs de réseaux et des entretiens bilatéraux préparatoires à la présente consultation, certains acteurs ont alerté la CRE dans leurs réponses sur la problématique de la fiabilisation du calcul du critère B, en lien avec les données Linky. Ce point fait l'objet d'un focus spécifique dans la présente consultation (cf. partie 3.1.3).

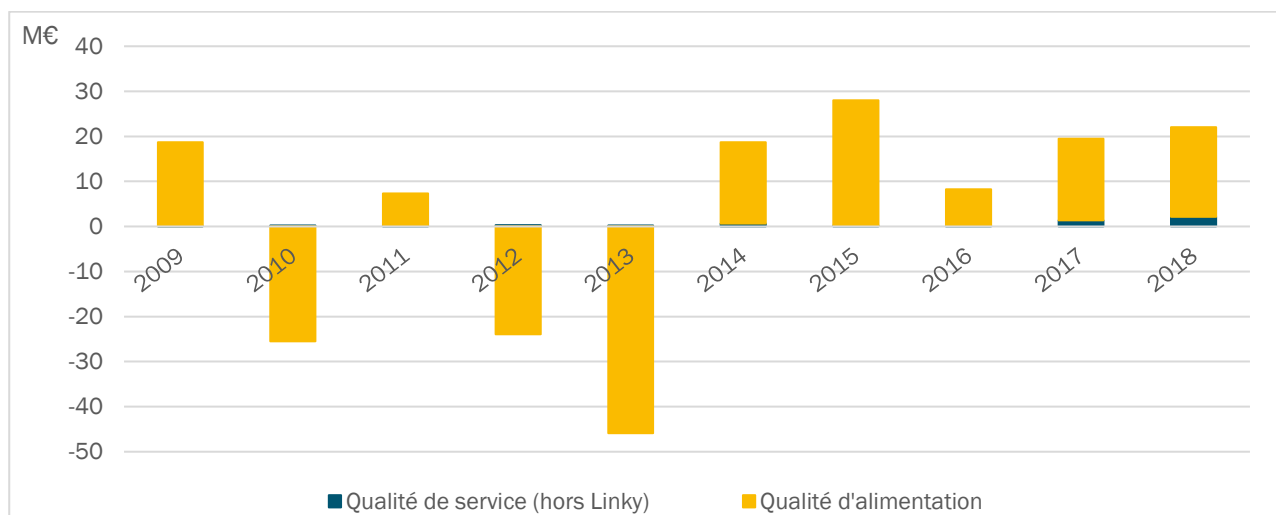


Figure 18 – Volumes financiers associés à la régulation incitative de la qualité de service (hors Linky) et de la continuité d'alimentation d'Enedis

L'augmentation des bonus versés à partir de 2017 à Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est le résultat d'une double évolution du mécanisme de régulation introduite dans le TURPE 5 :

- une augmentation sensible du nombre d'indicateurs incités financièrement (+50 %) : la performance d'Enedis sur les nouveaux indicateurs a été globalement bonne et a ainsi entraîné une augmentation des bonus versés ;
- l'évolution des modalités d'incitation des indicateurs existants :
 - pour 2 indicateurs les objectifs de base et cible, qui créaient une zone neutre sans versement de bonus ou de malus, ont été supprimés : sur ces indicateurs Enedis se situait, durant la période TURPE 4, dans la zone neutre alors que des bonus lui ont été globalement versés sur la période TURPE 5 ;
 - l'indicateur sur le taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires donnait lieu uniquement à des malus sur la période TURPE 4 alors que sur la période TURPE 5 l'incitation a été rendue symétrique : sur cet indicateur Enedis a bénéficié de bonus importants en raison de sa bonne performance.

Avec 75 indicateurs incités et suivis, portant sur la qualité de service, la qualité d'alimentation et le projet Linky (16 indicateurs dont 7 incités), Enedis est l'opérateur de réseau dont la régulation incitative comporte le plus d'indicateurs. A titre de comparaison, GRDF doit suivre 46 indicateurs dont 25 incités (incluant 15 indicateurs dont 7 incités pour le projet de comptage évolué Gazpar).

Ce nombre d'indicateurs découle d'ajouts progressifs d'indicateurs à chaque nouveau tarif. On peut classer les 51 indicateurs non incités financièrement en deux catégories :

- ceux qui précisent un indicateur incité en apportant une granularité plus fine ;
- ceux qui permettent de suivre une performance supplémentaire.

Pour assurer une plus grande visibilité et une meilleure compréhension de la qualité de service d'Enedis, la CRE propose de réduire le nombre d'indicateurs suivis. A ce titre, la CRE propose :

- de fusionner et renommer les indicateurs directement liés à un indicateur incité ;
- de supprimer des indicateurs qui ne seraient plus pertinents aujourd'hui au regard de l'évolution des besoins, ou dont le niveau est stabilisé depuis deux périodes tarifaires.

La liste complète des indicateurs suivis ainsi que les propositions de la CRE sont présentés dans l'annexe 2.

Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de réduire le nombre d'indicateurs suivis ? Quels sont les indicateurs qui devraient être supprimés ?

3.1.1.2 Bilan de la qualité de service pour les ELD bénéficiant d'un niveau de dotation du FPE déterminé par la CRE

Depuis le TURPE 4, une régulation incitative de la qualité de service a été introduite pour les ELD métropolitaines desservant plus de 100 000 clients ainsi que pour EDF SEI. Ces ELD doivent suivre une liste d'indicateurs fixée par la CRE dans les délibérations tarifaires TURPE 4, pour les années 2013 à 2016, TURPE 5 et 5 bis pour les années 2017 à 2020.

Courant 2017, EDF SEI, Gérédis et Electricité de Mayotte (EDM) ont opté, en application de l'article L. 121-29 du code de l'énergie, pour que la CRE établisse leur dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE), à partir de l'analyse de leurs comptes. Dans ce cadre, la CRE a fait évoluer la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation, applicable à EDF SEI et Gérédis à partir de 2018 et a introduit une régulation pour EDM. Ainsi, EDF SEI, Gérédis et EDM sont incités financièrement sur respectivement cinq, six et quatre indicateurs auxquels s'ajoutent des indicateurs suivis (cf. annexe 4).

En 2018, la performance des ELD en matière de qualité de service est globalement bonne. En effet les objectifs de référence fixés par la CRE ont été dépassés pour la majeure partie des indicateurs, ce qui a conduit à l'obtention d'un bonus pour les trois opérateurs (cf. annexe 4).

Des points de vigilance ont toutefois été identifiés par la CRE concernant :

- une amplitude importante des écarts observés entre les résultats d'EDF SEI et les objectifs fixés par la CRE. Ce constat amène la CRE à s'interroger quant à la pertinence de certains indicateurs (cf partie 2.2.1) ;
- le taux de compteurs avec au moins un relevé sur index dans l'année où le résultat de Gérédis est en-deçà de l'objectif fixé malgré une amélioration sur cet indicateur par rapport à 2017 (98,6 % en 2018 contre 97,5 % en 2017). Par ailleurs Gérédis a soumis à la CRE son projet de déploiement de compteurs communicants, qui devrait contribuer à l'amélioration de cet indicateur à l'avenir ;
- le traitement des réclamations par EDM : la CRE constate un bon résultat concernant le taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires. En revanche le nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours est au-dessus de l'objectif fixé.

3.1.1.3 Bilan de qualité de service pour les autres ELD d'électricité desservant plus de 100 000 clients

Comme indiqué précédemment, depuis le 1^{er} janvier 2014, les ELD desservant plus de 100 000 clients font également l'objet d'un suivi de la qualité de service. Elles suivent chacune les mêmes indicateurs de qualité de service (cf. liste en annexe 5) et doivent publier un rapport annuel *ad hoc* comportant des informations quantitatives et qualitatives de qualité de service.

Quatre ELD desservant plus de 100 000 clients et n'ayant pas saisi la CRE pour la détermination de leur dotation/contribution au FPE sont à ce jour concernées par ce dispositif :

- Strasbourg Electricité Réseaux (ci-après SER), desservant environ 540 000 clients ;
- URM, desservant environ 170 000 clients ;
- SRD, desservant environ 150 000 clients ;
- GreenAlp (ex GEG), desservant environ 125 000 clients⁹.

Globalement, la performance des ELD sur les indicateurs de qualité de service suivis par la CRE est stabilisée à un bon niveau, qu'il s'agisse du nombre de réclamations, du taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires, du délai pour l'envoi de la proposition technique et financière de raccordement, du respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements, de la réalisation des mises en service et des résiliations dans les délais demandés et du taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année.

La CRE constate toutefois une marge de progression ou un besoin de vigilance concernant :

- le nombre de réclamations de SER : la CRE constate en effet un nombre de réclamations total substantiel à l'égard de l'activité de SER en particulier dans le domaine relatif à la qualité et la continuité de la fourniture pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA ;
- le délai de traitement des réclamations par SER qui s'est dégradé entre 2018 (71 % des réclamations traitées dans les 15 jours) et 2017 (91 % des réclamations traitées dans les 15 jours) : SER indique que ce sujet est à surveiller en 2019 à travers notamment son Comité réclamations ;

⁹ GreenAlp est le nom du distributeur d'électricité et de gaz naturel nouvellement filialisé par l'ELD GEG (Gaz et Electricité de Grenoble). Cette société réalise ses missions de service public depuis le 1^{er} janvier 2019 à la suite du passage du seuil de 100 000 clients desservis par le GRD en électricité.

- le taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année, qui s'est légèrement dégradé pour URM, passant de 96,8 % en 2016 à 94,7 % en moyenne pour les années 2017 et 2018 ;
- le respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières (PTF) de raccordement par SER pour les consommateurs raccordés en HTA, qui s'est dégradé sur le deuxième semestre de 2018 ;
- le respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières (PTF) de raccordement par URM pour les consommateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA : la CRE constate en effet une augmentation des propositions envoyés hors-délai entre 2017 (4,2 %) et 2018 (11 %). URM explique cette évolution par un manque de ressources ayant pénalisé le délai d'envoi des propositions de raccordement ;
- le respect, par SRD, de la date convenue de mise à disposition pour les raccordements sans extension de réseau en BT ≤ 36 kVA, la performance s'étant légèrement dégradée sur l'année 2018 : SRD explique ce résultat par une défaillance de prestataire et indique que le problème est résolu depuis fin 2018.

La CRE suit également le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD. Cet indicateur donnant lieu au versement d'une pénalité à l'utilisateur après réclamation. En 2018 comme en 2017, l'ensemble des rendez-vous planifiés par les ELD ont été respectés.

S'agissant de la qualité d'alimentation (critère B), même si des différences de méthodologie dans le calcul du critère B peuvent expliquer certains écarts, la CRE constate, d'une part, que les résultats des ELD sont meilleurs que ceux d'Enedis pour les quatre GRD en 2018. Ce résultat n'est pas anormal compte tenu de la taille ainsi que de la diversité du territoire de desserte d'Enedis.

D'autre part, hormis pour GreenAlp, la CRE constate une dégradation de l'indicateur entre 2017 et 2018 avec un écart plus important pour SRD. A noter que les caractéristiques géographiques des territoires de desserte des ELD peuvent expliquer la différence notable de performance entre les ELD dites « urbaines » (SER, URM et GreenAlp) et les ELD dites « rurales » (SRD). Ce dernier étant plus comparable avec les performances de l'ELD Gérédis.

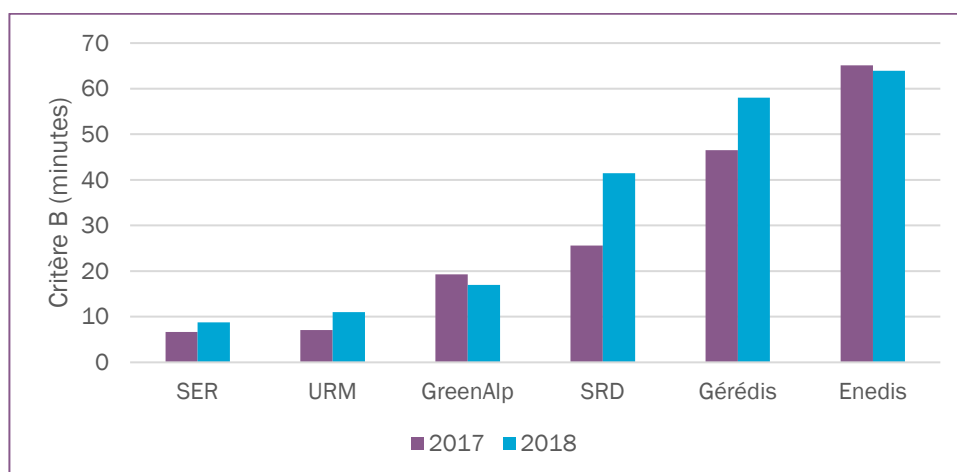


Figure 19 – Evolution du critère B en 2017 et 2018

3.1.2 Raccordement

3.1.2.1 Qualité des opérations de raccordement d'Enedis

Cadre de régulation

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE faisait le constat du décalage entre le niveau de satisfaction des utilisateurs du réseau concernant le raccordement et le niveau mesuré de la performance de la qualité de service d'Enedis sur cette thématique. Les réponses, apportées par les acteurs dans ce cadre, confirment qu'il s'agit d'un sujet prioritaire pour les différentes parties prenantes, qui considèrent que la régulation actuelle doit être modifiée, pour mieux correspondre à leurs attentes.

La qualité des opérations de raccordement fait l'objet d'un suivi depuis le TURPE 3 pour Enedis et depuis le TURPE 4 pour les ELD. Enedis est également incité financièrement sur certains indicateurs, depuis le TURPE 3, notamment via des pénalités versées directement à l'utilisateur. La régulation incitative de la qualité des prestations de raccordements s'est progressivement éteinte pour Enedis comme pour les ELD (cf. annexe 6).

Dans le TURPE 5, la régulation incitative de la qualité de service liée au raccordement a ainsi été durcie pour Enedis, avec une augmentation du nombre d'indicateurs incités (trois indicateurs incités contre deux pour la période TURPE

4). La qualité de service des opérations de raccordement d'Enedis est donc évaluée au travers du suivi de 11 indicateurs. Les indicateurs incités sont :

- indicateurs incités depuis le TURPE 5, s'appuyant en partie sur des indicateurs suivis dans le TURPE 4 :
 - taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements ;
 - taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ;
- indicateur déjà incité dans le TURPE 4, qui donne lieu à une pénalité versée directement au consommateur : nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur.

Les 8 autres indicateurs ne faisant pas l'objet d'une incitation sont présentés en annexe 2.

Bilan de la performance d'Enedis

S'agissant des pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur, leur nombre est en constante augmentation depuis 2014.

Tableau 11 – Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	32	47	50	69	103

S'agissant du respect global des délais pour l'envoi de la proposition de raccordement et la mise à disposition des raccordements, la CRE ne dispose que d'un faible historique, le périmètre de ces indicateurs ayant été modifié entre TURPE 4 et TURPE 5. Entre 2017 et 2018, la performance d'Enedis est en amélioration, mais cette amélioration n'est pas aussi rapide que souhaitée et les résultats sont donc globalement inférieurs aux objectifs fixés par la CRE.

Tableau 12 – Résultats d'Enedis sur les indicateurs « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements » et « taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client »

	2017		2018	
	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements				
<i>Clients BT ≤ 36kVA et petits producteurs</i>	89 %		89 %	91,8 %
<i>Client BT > 36kVA, collectif BT et HTA</i>	76 %	77,8 %	86 %	83 %
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client				
<i>Clients BT ≤ 36kVA et petits producteurs</i>	73 %	77,4 %	85 %	82,9 %
<i>Client BT > 36kVA, collectif BT et HTA</i>	85 %	79,6 %	88 %	82,5 %

Par ailleurs, l'analyse des indicateurs suivis, d'une granularité plus fine et pour lesquels la CRE dispose d'un historique plus important, montre que cette performance globale cache des disparités suivant les types d'utilisateurs.

Tableau 13 – Résultats d'Enedis sur les indicateurs « taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs » et « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs »

	2014	2015	2016	2017	2018
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs					
<i>Consommateur individuel BT ≤ 36 kVA</i>	46,1 %	50,9 %	50,4 %	23,4 %	17,9 %
<i>Consommateur individuel BT > 36 kVA</i>	18,9 %	20,9 %	21,2 %	22,0 %	17,0 %
<i>Consommateur en HTA</i>	9,7 %	12,7 %	14,9 %	17,3 %	20,6 %
<i>Producteur BT ≤ 36 kVA</i>	19,9 %	17,2 %	15,6 %	15,3 %	11,1 %
<i>Producteur BT > 36 kVA et HTA</i>	10,6 %	2,9 %	1,6 %	9,8 %	19,9 %
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs					
<i>Consommateur individuel BT ≤ 36 kVA</i>	-	90,1 %	91,1 %	91,5 %	92,6 %
<i>Consommateur individuel BT > 36 kVA</i>	-	58,4 %	69,6 %	77,3 %	83,1 %
<i>Consommateur en HTA</i>	-	70,1 %	79,3 %	85,1 %	87,5 %
<i>Producteur BT ≤ 36 kVA</i>	-	82,7 %	84,8 %	90,2 %	85,9 %
<i>Producteur BT > 36 kVA et HTA</i>	-	89,3 %	88,9 %	80,6 %	80,3 %

Ainsi, depuis 2014, on note une nette amélioration du respect des délais d'envoi des propositions de raccordement pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36kVA (consommateurs et producteurs). Pour les consommateurs BT > 36 kVA la performance d'Enedis est restée stable sur la période et à l'inverse pour les utilisateurs raccordés en moyenne tension (consommateurs HTA) et les producteurs BT > 36 kVA et HTA, la performance s'est dégradée.

Depuis 2015 le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements s'est amélioré sur l'ensemble des segments clients à l'exception des producteurs BT > 36 kVA et HTA. Sur ce segment la performance d'Enedis a baissé de 9 pts. Sur les autres segments on note des améliorations importantes, notamment sur les segments des consommateurs BT > 36 kVA (+ 25 pts) et des consommateurs HTA (+ 17 pts).

Au titre de la régulation incitative de la qualité de service des raccordements Enedis a donc, en 2018, supporté un malus de 975 k€ qui se décompose en :

- un bonus de 440 k€ pour l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements ;
- un malus de 1 415 k€ pour l'indicateur « taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ».

De plus, les 103 pénalités versées directement aux utilisateurs par Enedis en 2018 ont représenté un montant global d'un peu plus de 5 k€.

Analyse de la CRE et évolutions envisagées

Les indicateurs mis en place par la CRE s'appuient sur le respect d'une date convenue de mise à disposition des raccordements pour mesurer la performance d'Enedis. Certains acteurs regrettent cette orientation et ont indiqué à la CRE que cette régulation incitative n'est pas efficace pour permettre d'améliorer la qualité du service rendu par Enedis aux utilisateurs, compte tenu du fait que la date convenue est souvent éloignée de la date souhaitée par l'utilisateur. Ces acteurs souhaiteraient que la CRE incite Enedis directement sur le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement. La durée moyenne des travaux de raccordement d'Enedis est un indicateur suivi par la CRE depuis le TURPE 4.

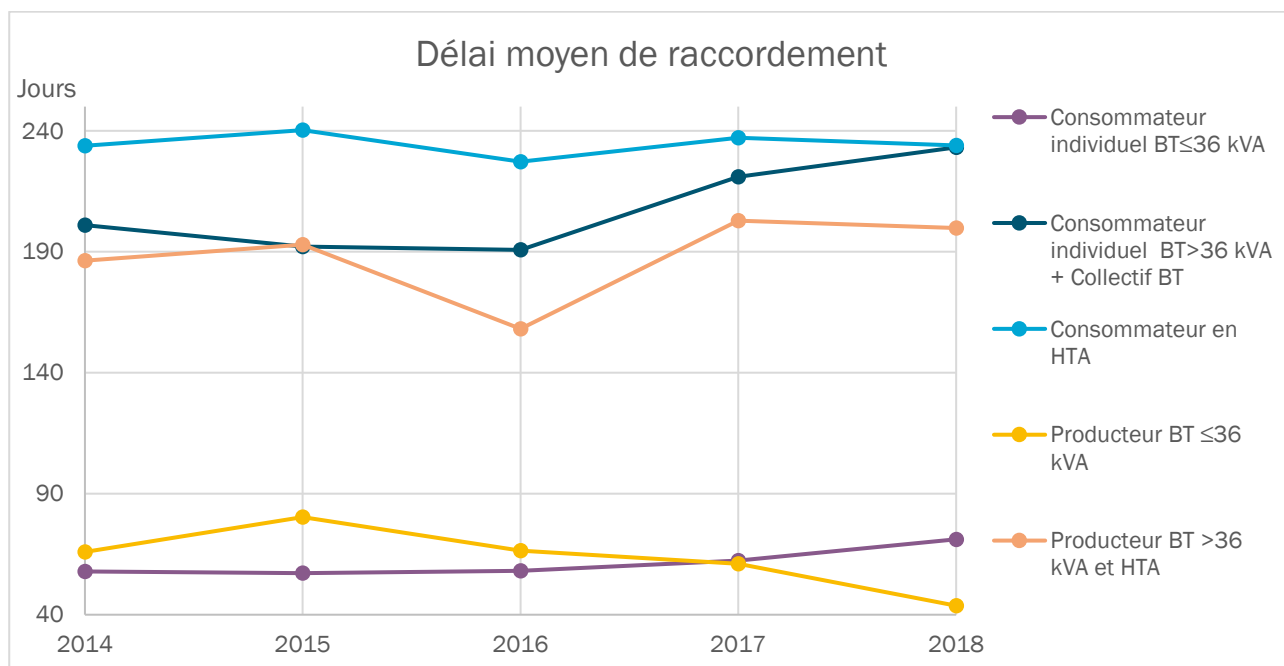


Figure 20 – Délai moyen de raccordement d'Enedis par catégories d'utilisateurs

Suivant le segment client concerné, la durée moyenne de raccordement n'a pas évolué de manière uniforme. Elle s'est dégradée pour :

- les consommateurs individuel BT ≤ 36 kVA en augmentant de plus de 20 % entre 2014 et 2018 ;
- les consommateurs individuel BT > 36 kVA et collectif BT en augmentant de plus de 15 % entre 2014 et 2018 ;
- les producteurs BT > 36 kVA et HTA en augmentant de 7 % entre 2014 et 2018.

Elle est restée stable pour les consommateurs HTA et s'est améliorée pour les producteurs BT ≤ 36 kVA en diminuant de 34 % entre 2014 et 2018.

Cette évolution des délais moyens de raccordement est l'effet conjugué de la performance d'Enedis et de la prise en compte de contraintes réglementaires (réglementation voirie, réglementation amiante, etc), entraînant pour la plupart une augmentation des délais de raccordement.

Dans le but d'encadrer les délais de raccordement annoncés par Enedis pour chaque type de demande, la CRE souhaite établir avec Enedis une durée nominale de raccordement prenant en compte les durées incompressibles du processus (demandes administrative par exemple). Dans un premier temps, cette mesure permettra de rendre moins contestables les indicateurs relatifs à la date convenue. Dans un second temps, la CRE envisage d'introduire une régulation incitative s'appuyant sur le respect par Enedis de cette durée nominale.

De la même manière, la CRE s'assurera, pour les indicateurs se basant sur le respect de la date demandée par l'utilisateur, que la date prise en compte correspond bien au vrai besoin initial de ce dernier.

Question 11 : Etes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE d'inciter Enedis non plus sur le respect d'une date convenue mais sur la base d'un délai nominal entre la demande de raccordement et la mise en service effective, hors délais dépendant de facteurs exogènes (autorisations administratives par exemple) ?

La qualité de suivi des opérations de raccordement fait aussi l'objet d'un suivi pour les ELD à travers deux indicateurs qui sont, par catégorie d'utilisateurs :

- le taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégories d'utilisateurs¹⁰ ;
- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégories d'utilisateurs.

¹⁰ Pour EDF SEI, cet indicateur s'exprime comme le taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé.

Ces indicateurs sont incités financièrement pour EDF SEI et Gérédis et font l'objet d'un suivi pour EDM et les ELD desservant plus de 100 000 clients. Ces GRD ne mesurant pas, à ce stade, le délai moyen de raccordement, la CRE envisage dans un premier temps d'introduire, pour ces ELD, un nouvel indicateur suivi : le « délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs ».

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi par les ELD du délai moyen de raccordement par catégorie d'utilisateurs ?

En outre, lors de la préparation de cette consultation publique, certains acteurs ont souligné que le respect des délais et les délais en eux-mêmes ne constituaient pas les seuls éléments pesant sur la satisfaction globale de l'utilisateur, et souhaiteraient qu'une incitation soit mise en place pour mesurer la satisfaction des utilisateurs quant aux prestations de raccordement réalisées par Enedis.

Depuis 2016, Enedis a mis en place un mécanisme d'enquête « à chaud » suite à ses interventions¹¹. Des questionnaires sont automatiquement envoyés à l'issue des prestations réalisées par Enedis aux clients concernés par ces prestations. Depuis la mise en place de ce mécanisme Enedis a envoyé 10 millions de questionnaires et obtenu 1 million de réponses, 200 000 de ces questionnaires ont concerné le raccordement. Les réponses à ces questionnaires permettent à Enedis de classer les clients suivant 4 niveaux de satisfaction :

- client très satisfait (TS) ;
- client assez satisfait (AS) ;
- client peu satisfait (PS) ;
- client pas du tout satisfait (PDTS).

En utilisant ces 4 catégories, Enedis construit l'indicateur suivant : $CSAT^{12} = TS + AS - PDST$. Cet indicateur permet de mesurer le taux de satisfaction et d'insatisfaction des clients. La CRE propose de suivre, pour la période TURPE 6, cet indicateur de satisfaction utilisateur sur le processus global du raccordement.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi d'un indicateur de qualité perçue sur les opérations de raccordement d'Enedis, tel que proposé par la CRE ?

3.1.3 Continuité d'alimentation

La qualité d'alimentation est une composante essentielle de la mesure de la qualité de service délivrée par les opérateurs de réseaux dans la mesure où elle affecte les processus industriels et les usages domestiques. On peut distinguer plusieurs volets au sein de la qualité d'alimentation, en particulier le temps de coupure subi par les utilisateurs du réseau et la qualité de l'onde de tension.

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA-BT la qualité d'alimentation fait l'objet d'une régulation incitative basée sur 5 indicateurs incités financièrement. Ces 5 indicateurs concernent exclusivement la continuité d'alimentation :

- mécanisme des coupures longues ;
- durée moyenne de coupure en BT (critère B) ;
- durée moyenne de coupure en HTA (critère M) ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA).

A ces indicateurs s'ajoutent 13 indicateurs suivis par la CRE (détaillés en annexe 2).

Les incitations financières de la continuité d'alimentation fonctionnent de deux manières distinctes : d'une part, le mécanisme des coupures longues par lequel Enedis verse directement aux consommateurs une pénalité en cas de coupure de plus de 5h ; et d'autre part, le versement à l'opérateur, via le CRCP, d'un bonus/malus dépendant de sa performance par rapport à un objectif pour les 4 autres indicateurs.

¹¹ Les interventions concernées par les questionnaires de satisfaction d'Enedis sont la pose de compteur Linky, les interventions techniques, les coupures pour travaux, le relevé du compteur, le dépannage du compteur, le raccordement et l'accueil téléphonique d'Enedis.

¹² CSAT est l'acronyme de Customer Satisfaction. Le score CSAT est un indicateur de performance courant pour mesurer la satisfaction client.

Comme indiqué précédemment, la performance d'Enedis sur le critère B est en amélioration depuis TURPE 3 (en tenant compte de la méthode introduite dans le TURPE 4). Par ailleurs, Enedis a largement dépassé les objectifs fixés pour les nouveaux indicateurs introduits dans TURPE 5 (critère M notamment).

Dans sa consultation publique du 14 février 2019 portant sur le cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées, la CRE a interrogé les acteurs sur les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs devraient être incités. Le thème de la continuité d'alimentation est apparu comme l'un des thèmes prioritaires pour les acteurs du marché. De plus, certains acteurs ont noté qu'en basse tension, de nombreux utilisateurs voyaient le niveau de tension fourni inférieur aux seuils imposés aux GRD. Enfin, la fiabilité du calcul du critère B a été remise en cause par certains acteurs, considérant qu'il existait un risque élevé d'erreur lors de la collecte manuelle des durées des coupures intervenant sur le réseau basse tension.

Au regard de ces retours, la CRE s'est interrogée sur l'opportunité de faire évoluer le cadre de régulation de la qualité d'alimentation pour les deux aspects suivants :

- mode de calcul du critère B ;
- introduction d'une incitation sur les clients mal alimentés.

Les orientations envisagées par la CRE¹³ sur ces sujets sont détaillées ci-après.

3.1.3.1 Durée moyenne de coupure en basse tension (critère B)

Le critère B actuellement en vigueur a été introduit lors du TURPE 3. Il est défini comme le ratio de la somme des durées des coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT. Cet indicateur est calculé sur l'ensemble des coupures de plus de 3 minutes, hors incidents consécutifs à des événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport ou aux délestages. Ces coupures peuvent avoir pour siège le réseau BT ou le réseau HTA d'Enedis.

Cet indicateur donne lieu à un bonus ou malus. Cette incitation a été définie, pour la période TURPE 5, à 6,4 M€ par minute d'écart entre la valeur atteinte par Enedis pour l'année *N* et l'objectif de référence pour l'année *N*.

En 2018 la durée moyenne de coupure d'un utilisateur du réseau BT d'Enedis a été de 63,9 minutes, soit une valeur inférieure à l'objectif fixé à Enedis de 64 minutes, qui a donné lieu à un bonus de 800 k€. L'historique de la performance d'Enedis sur le critère B est présenté ci-dessous.

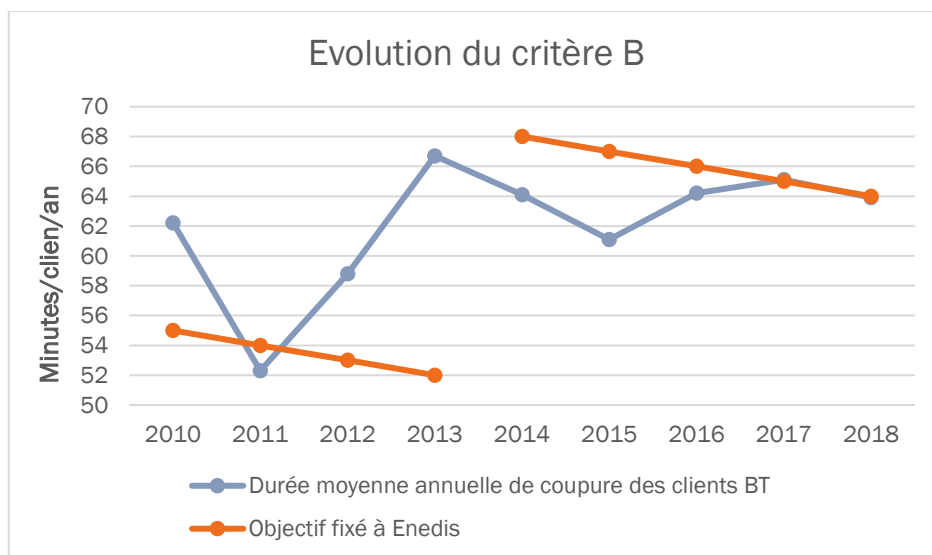


Figure 21 – Evolution du critère B d'Enedis

NB : En 2014 le TURPE 4 est entré en vigueur et avec celui-ci une nouvelle méthode de calcul du critère B. A partir de l'année 2014 le calcul du critère B inclut la durée des travaux et l'objectif est augmenté de 16 min pour prendre en compte la durée moyenne des coupures pour travaux.

Lors d'échanges menés par la CRE avec les acteurs du marché (autorités concédantes, tiers, fournisseurs), le besoin de fiabiliser le calcul du critère B est apparu comme prioritaire.

¹³ Ultérieurement, lors de la préparation du TURPE 6, la CRE s'interrogera aussi sur les niveaux des objectifs à fixer pour le critère B et le critère M. Pour le critère B, il s'agira d'apprécier si maintenir un objectif en baisse est pertinent au regard des investissements nécessaires pour continuer à améliorer le temps de coupure. Pour le critère M introduit dans le TURPE 5, il s'agira de prendre en compte le REX de la période passée pour fixer les objectifs de la période TURPE 6.

Mode de calcul actuel du critère B par Enedis

Actuellement le critère B est calculé selon la méthodologie suivante :

- collecte des coupures : Enedis enregistre par différents mécanismes les coupures (localisation et durée) prenant place sur son réseau basse et moyenne tension ;
- le système d'information qui cartographie le réseau d'Enedis permet, à partir des coupures collectées et de leur localisation, de déterminer le nombre de points basse tension affectés par la coupure ;
- ces données permettent ensuite de calculer la durée totale de coupure des clients basse tension occasionnée par cette coupure (somme des durées de coupures individuelles de chaque point coupé) ;
- le critère B est ensuite calculé comme la durée de coupure moyenne pour chaque utilisateur du réseau basse tension (durée totale de toutes les coupures par le nombre total d'utilisateurs du réseau basse tension).

La collecte des coupures se fait de manière différenciée suivant qu'elles ont pour siège le réseau HTA ou le réseau BT. Si elle est globalement automatisée sur le réseau HTA, elle est en revanche largement manuelle sur le réseau basse tension, ce qui introduit un certain nombre d'approximations dans le calcul.

En 2018, la durée de coupure moyenne des clients basse tension se décompose de la manière suivante :

Tableau 14 – Durée de coupure moyenne des clients BT par nature de coupure

Incidents postes source	2,2 minutes
Incidents réseau HTA	37,8 minutes
Travaux réseau	13,1 minutes
Incidents réseau BT	10,7 minutes
Durée moyenne de coupure des clients BT d'Enedis en 2018	63,9 minutes

Compte tenu des modes de collecte précédemment cités, les principaux enjeux en matière de fiabilisation du calcul concernent les incidents BT et les travaux réseau, soit environ 40 % du critère B.

Le déploiement de Linky permet à Enedis de mieux connaître les événements intervenant sur le réseau BT, la CRE considère donc que la priorité n'est plus de s'interroger sur la méthode actuelle mais de se doter d'un plan d'intégration ambitieux des données issues de Linky dans le calcul du critère B pour fiabiliser la collecte des coupures sur le réseau BT.

Propositions d'évolution faites par Enedis

Lors de la préparation de cette consultation publique, Enedis a présenté à la CRE l'outil OKOUME. Cet outil permet de calculer le temps de coupure via les mesures de continuité d'alimentation remontées des compteurs et de croiser, pour les points équipés de Linky, les données de coupure issues de la méthode de collecte actuelle et les données de coupure vues par Linky. Au 31 mai 2019, 16 millions de compteurs C5¹⁴ et P4¹⁵ étaient présents dans OKOUME, soit l'ensemble des points équipés d'un compteur Linky communicant. A l'heure actuelle, OKOUME ne permet pas d'intégrer les données issues des points C4¹⁶.

Pour les points équipés de compteurs Linky communicants, OKOUME permet donc de fiabiliser la mesure des coupures subies par ces points, que ce soit en termes de durée ou de localisation.

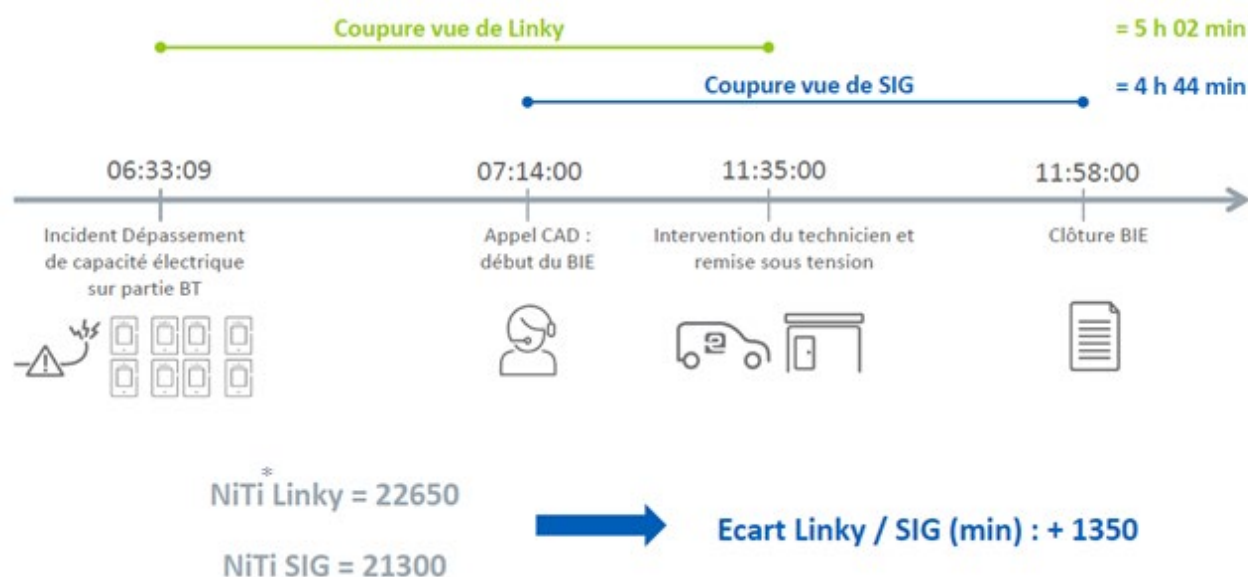
Enedis a transmis à la CRE des exemples de comparaisons fournies par OKOUME.

¹⁴ Point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

¹⁵ Point de production raccordé en BT avec compteur en direct.

¹⁶ Point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

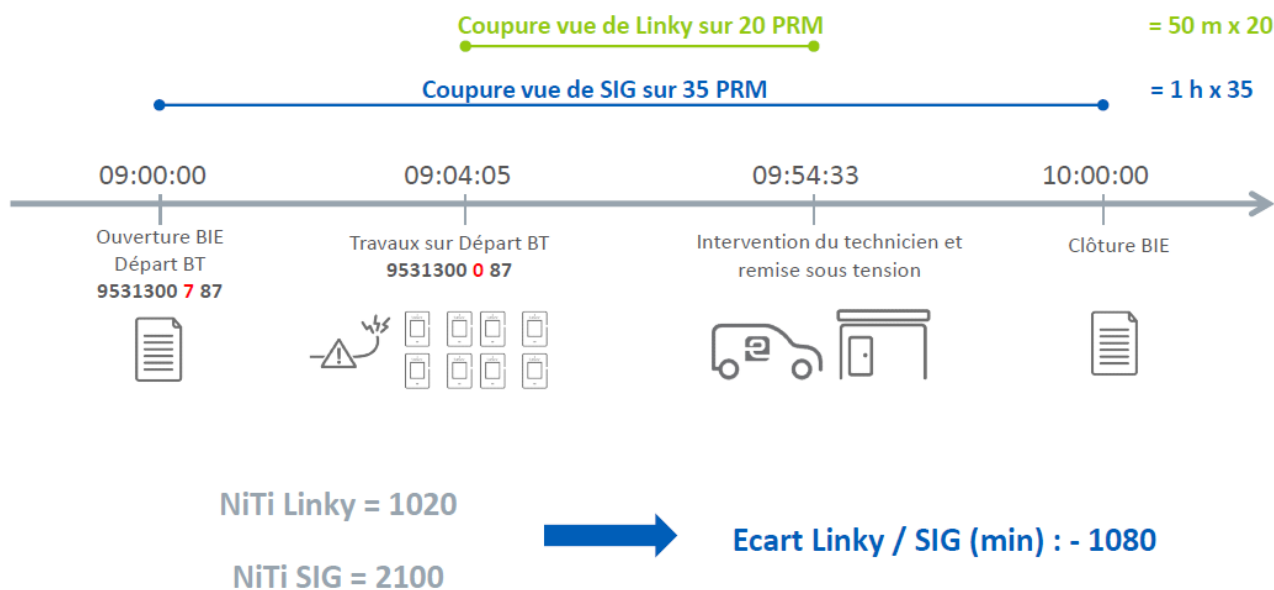
Exemple 1 :



*NiTi : produit du nombre d'utilisateurs affectés par la coupure et de la durée de la coupure, cela traduit l'impact global de la coupure.

Dans le cas d'un incident intervenu de nuit, OKOUME permet d'initialiser la coupure dès qu'elle intervient. Par ailleurs, lorsque le courant est rétabli, l'heure de fin de coupure est renseignée instantanément et non plus lors de la clôture du bon d'intervention.

Exemple 2 :



En cas de travaux planifiés par Enedis, OKOUME permet de corriger une erreur de saisie sur la localisation des travaux ainsi que de connaître la durée exacte de l'interruption.

Enedis a réalisé en 2018 une première étude sur les différences de mesure du critère B suivant que l'on utilise exclusivement les données issues de Linky ou la méthode actuelle. Cette étude a été effectuée sur le périmètre des compteurs Linky communicants. Cette étude n'est pas conclusive et mérite d'être poursuivie.

A l'heure actuelle, Enedis utilise OKOUME pour fiabiliser la localisation et le nombre de points affectés pour certaines coupures détectées sur le réseau BT par la méthode historique. La CRE regrette que ces corrections ne soient pas systématiques afin d'éviter d'introduire un biais dans le calcul. De plus, Enedis ne corrige pas la durée de coupure en s'appuyant sur les données de OKOUME.

La CRE considère que le développement d'OKOUME est positif afin d'intégrer les données issues du système Linky dans le calcul du critère B. Elle considère également qu'Enedis devra systématiser l'utilisation de OKOUME dans la collecte des coupures et poursuivre ses travaux pour augmenter l'intégration de Linky dans le calcul du critère B, via

l'utilisation des données Linky pour améliorer l'estimation du temps de coupure vu par les utilisateurs. C'est pourquoi la CRE envisage de demander à Enedis de mettre en œuvre le calendrier de travail présenté ci-après :

Calendrier de travail envisagé par la CRE

Les travaux présentés par Enedis sur l'intégration des données Linky dans le calcul du critère B permettent d'envisager la mise en place des premières mesures dès 2020. Pour cela la CRE propose le calendrier suivant :

- **2020**
 - Pour les coupures originaires du réseau BT, utilisation systématique d'OKOUME pour valider les coupures comptabilisées par la méthode actuelle (en termes de localisation et de nombre de points affectés). Le calcul de la durée de coupure reste effectué selon la méthode actuelle.
 - Etude de la possibilité d'utiliser OKOUME et les données Linky pour calculer la durée des coupures.
 - Calcul pour 3 zones géographiques, sur le périmètre des compteurs Linky, de 2 critères B distincts en utilisant pour l'un uniquement des données Linky et pour l'autre la méthode de calcul actuelle.
 - Présentation d'un plan d'action pour l'intégration des points C4 dans la base de données d'OKOUME.
- **2021**
 - Effectuer un REX du calcul du critère B par les deux méthodes et définir un plan d'actions pour changer de méthode de calcul d'ici la fin de la période TURPE 6
- **2022**
 - Intégration des compteurs C4 dans la base de données d'OKOUME

Question 14 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour fiabiliser le calcul du critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) ? Etes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE ?

3.1.3.2 Qualité de l'onde (clients mal-alimentés)

En réponse à la consultation publique sur le cadre tarifaire du 14 février 2019, comme lors des rencontres effectuées par la CRE en préparation de cette consultation publique, certains acteurs ont demandé à la CRE d'améliorer le suivi de la qualité de l'onde fournie aux utilisateurs. Aujourd'hui les problématiques de creux de tension sur le réseau basse tension ne peuvent être détectées qu'à dire de consommateur. En effet, en l'absence de compteur Linky il est impossible de connaître la tension aux compteurs des utilisateurs BT.

Dans le TURPE 5, la CRE suit un indicateur mesurant « le nombre moyen par client d'excursions de tension pour les clients disposant d'un compteur évolué, pour le domaine de tension BT ». Cet indicateur n'est mesuré que pour les points équipés de compteurs Linky communicants. Dès lors qu'un volume significatif de consommateurs sont à présent équipés de compteurs Linky communicants (+ 20 millions de compteurs), la CRE envisage d'inciter cet indicateur lors de la période TURPE 6.

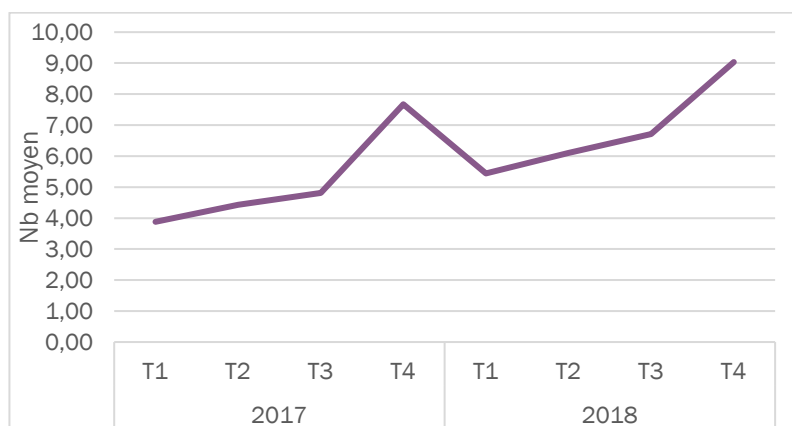


Figure 22 – Nombre moyen, par client, d'excursions de tension pour les clients disposant d'un compteur évolué, pour le domaine BT

Question 15 : L'introduction d'une incitation financière sur l'indicateur de suivi des clients mal alimentés vous semble-t-elle pertinente ?

3.1.4 Traitement des réclamations

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE avait identifié le délai de réponse aux réclamations comme étant un axe d'amélioration possible du service clients d'Enedis. Les réponses apportées par les acteurs aux questions de la consultation publique du 14 février 2019 confirment le besoin de faire évoluer le mécanisme d'incitation actuel pour mieux correspondre à leurs attentes.

Bilan de la qualité de service d'Enedis en matière de relation avec les différentes parties prenantes

Relation client

Dans le TURPE 5, la régulation incitative de la qualité de service liée aux réclamations clients se fait au travers du suivi de 9 indicateurs portant sur la relation client d'Enedis, dont un seul incité financièrement (« le *taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires* »).

Le taux de réponse dans les 15 jours calendaires s'est globalement dégradé depuis qu'il a été introduit dans la régulation incitative d'Enedis en 2014 :

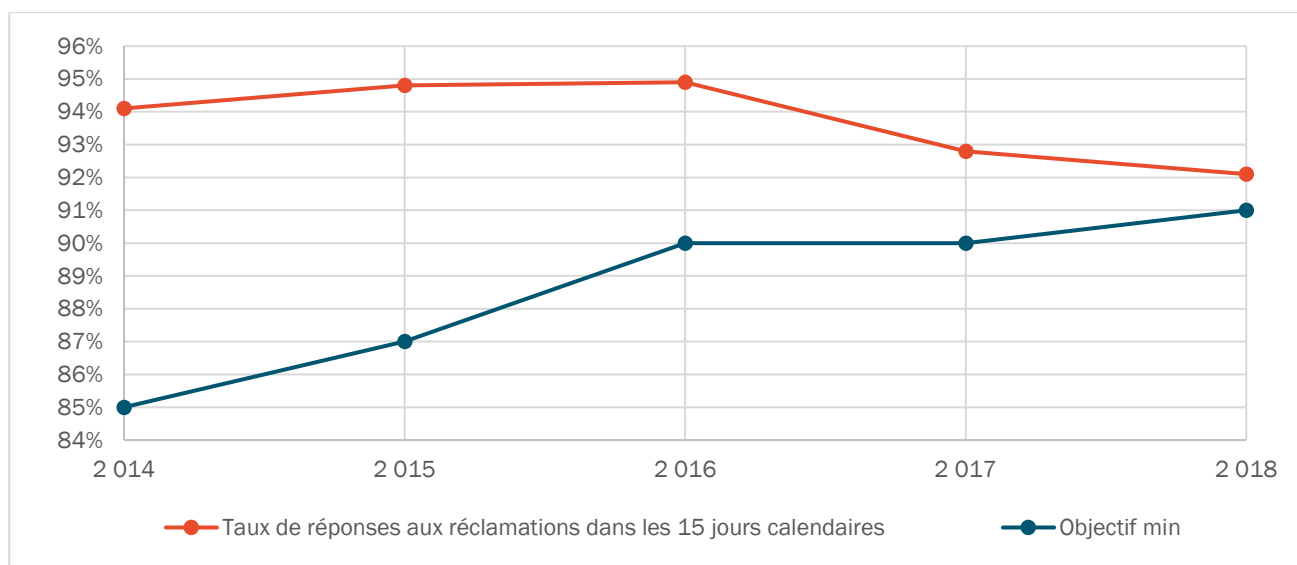


Figure 23 – Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

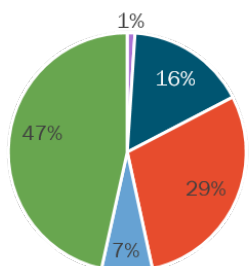
Pourtant et malgré un objectif croissant, Enedis a toujours bénéficié d'un bonus sur cet indicateur. Celui-ci a cependant diminué en raison du durcissement de l'objectif fixé ainsi que d'une dégradation de la performance d'Enedis ces deux dernières années. En parallèle, le taux de réclamations multiples reste relativement élevé (9,2 % en moyenne en 2018).

Par ailleurs, le nombre de réclamations reçues par Enedis a augmenté de 7 % depuis 2014 et la typologie des réclamations a fortement évolué. En effet en 2018 :

- les réclamations concernant la « Relève et facturation » représentent 36 % (contre 7 % en 2010) et celles concernant les « interventions » représentent 35 % (contre 16 % en 2010) ;
- les réclamations concernant le « raccordement » représente 6 % (contre 29 % en 2010) et celles relatives à la « qualité du réseau public » représente 22 % (contre 47 % en 2010).

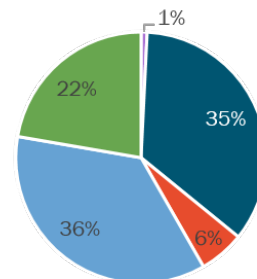
Ces évolutions peuvent, en partie, être expliquées par la mise en place par Enedis des enquêtes clients en 2016, qui permettent d'anticiper certaines réclamations en traitant les mécontentements en amont. A titre d'exemple, sur les travaux de raccordement, un suivi spécifique peut être mis en place suite à l'expression d'un mécontentement par l'utilisateur.

Réclamations 2014 par catégorie



308 000 réclamations

Réclamations 2018 par catégorie



330 000 réclamations

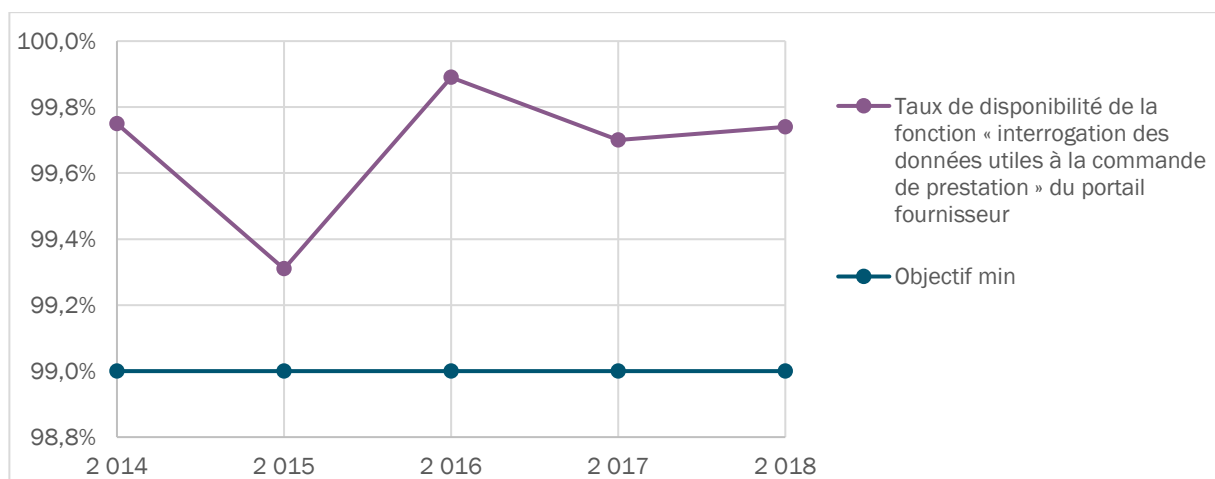
Figure 24 – Nombre de réclamations par nature et par catégories d'utilisateurs

Enfin, le taux d'accessibilité téléphonique des accueils clients et dépannage, suivi depuis le 1^{er} janvier 2017, se dégrade (79,2 % en moyenne en 2018 contre 83,7 % en moyenne en 2017).

Relation fournisseur

Dans le TURPE 5, la régulation incitative de la qualité de service liée aux réclamations fournisseurs se fait au travers de 3 indicateurs portant sur la relation fournisseur d'Enedis, dont un seul incité (le taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur) ;

Son évolution depuis 2014 est présentée dans le graphique suivant :

**Figure 25 – Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur**

Depuis que cet indicateur est incité (TURPE 3), la performance d'Enedis a toujours été supérieure aux objectifs fixés et s'est ainsi toujours maintenu au-dessus de 99 % de disponibilité. La performance d'Enedis sur cet indicateur est stable sur la durée.

Les deux autres indicateurs suivis portent sur la disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis :

Tableau 15 – Résultat d'Enedis sur les indicateurs relatifs à la ligne téléphonique spécialisée fournisseur

	2016	2017	2018
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	92,4 %	93,4 %	92,3 %
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 120 secondes	/	72,4 %	70,2 %

Si le taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs reste stable, le taux d'appel avec un temps d'attente inférieure à 120 secondes se dégrade. Ainsi près de 30 % des appelants, dont l'appel est traité, sont mis en attente plus de 120 secondes avant que leur appel ne soit traité. Ce taux paraît relativement élevé et est signalé par les acteurs rencontrés par la CRE comme une source d'insatisfaction.

Demandes des acteurs et évolutions envisagées

Deux points ont été évoqués lors des rencontres bilatérales effectuées par la CRE pour préparer la présente consultation publique :

- *l'accessibilité téléphonique des services clients et fournisseurs d'Enedis* : les difficultés concernent notamment le temps d'attente, les horaires d'ouverture, ainsi que la multiplication des interlocuteurs sur un même dossier.

Afin de travailler à l'amélioration de ces points bloquants, la CRE envisage :

- de travailler avec Enedis pour s'assurer que les réclamations considérées comme traitées, dans les indicateurs relatifs au taux de réponses aux réclamations dans un délai imparti, ont bien reçu une réponse satisfaisante ;
- d'inciter financièrement les trois indicateurs suivis de disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis. En parallèle, la CRE travaillera avec Enedis pour s'assurer de l'adéquation des plages horaires avec les besoins des utilisateurs.

Question 16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inciter financièrement les trois indicateurs actuellement suivis de disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis ?

S'agissant des ELD, comme évoqué précédemment, la CRE a constaté que la qualité de service liée aux réclamations était globalement satisfaisante. Ainsi, la CRE propose de conserver le cadre de régulation concernant la qualité de service liée aux réclamations pour les ELD.

3.2 Qualité de service de RTE

En application de la délibération « TURPE 5 HTB »¹⁷, RTE est incité sur deux indicateurs : la fréquence moyenne de coupure et le temps de coupure équivalent (TCE) annuels. Ce mécanisme vise à inciter RTE à améliorer la qualité d'alimentation et à garantir que les gains de productivité réalisés n'ont pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation.

Par ailleurs, RTE est tenu de publier, une fois par an, les résultats de l'enquête de satisfaction qu'il réalise auprès de ses clients, ainsi que de fournir un suivi de cinq indicateurs :

- les réclamations clients (taux de réponses dans les délais) ;
- les seuils d'engagement relatifs à la qualité de l'électricité portant sur le respect des engagements contractuels ;
- les délais de réalisation d'une intervention de dépannage sur un compteur ;
- l'accès au marché (taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement et fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement) ;
- les raccordements (délais de mise en service et de transmission des propositions techniques et financières).

En outre, RTE doit, au moins une fois par an, dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), discuter des résultats de ces indicateurs de qualité afin d'identifier les enjeux principaux associés au suivi de la qualité de service.

Enfin, dans le cadre de la délibération « TURPE 5 HTB », la CRE a demandé à RTE d'engager, dans le cadre du CURTE, une concertation sur des propositions de nouveaux indicateurs de qualité de service concernant notamment la disponibilité de l'outil de transmission des ordres d'ajustement et le suivi des prix de règlement des écarts.

De manière générale, la CRE considère que la question peut se poser d'élargir le panel d'indicateurs suivis et/ou incités, s'agissant de RTE, compte tenu du nombre restreint d'indicateurs aujourd'hui suivis pour cet opérateur.

¹⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

3.2.1 Bilan de la qualité de service de RTE

Comme rappelé précédemment, et conformément à la délibération « TURPE 5 HTB », RTE effectue une enquête de satisfaction au moins tous les deux ans. Dans son bilan annuel de la qualité de service datant du 26 mars 2019, RTE a présenté les résultats de son enquête de satisfaction annuelle et les a comparés à ceux des années précédentes. Ces résultats sont présentés ci-dessous sur la figure 26.

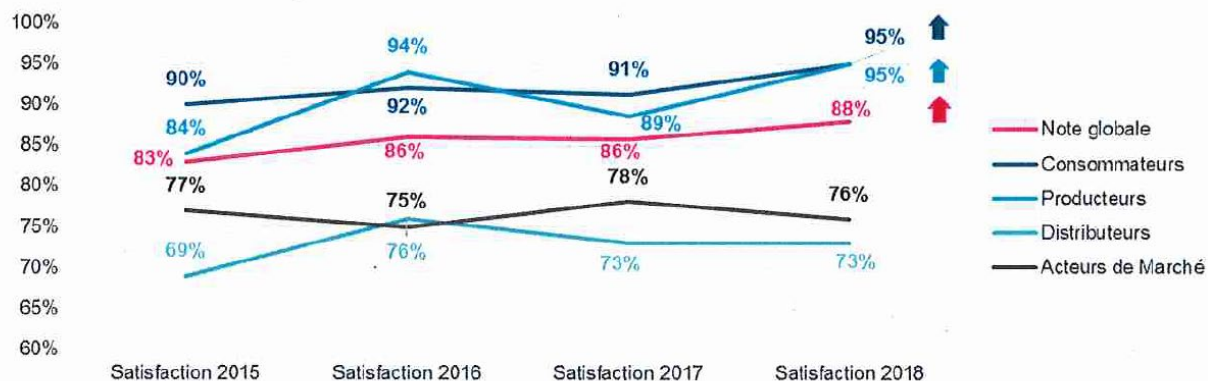


Figure 26 – Résultats de l'enquête de satisfaction annuelle faite par RTE auprès de ses clients

Les résultats de l'enquête de satisfaction des clients sont globalement positifs. De plus, la tendance est à l'amélioration : le niveau de satisfaction global est passé de 83 % en 2015 à 88 % en 2018.

On peut néanmoins observer un certain contraste entre les différentes catégories d'utilisateurs : alors que les niveaux de satisfaction atteignent 95 % pour les consommateurs et les producteurs raccordés au réseau public de transport, le niveau de satisfaction des distributeurs et des acteurs de marché se situe autour de 75 %. RTE a, à cet égard, identifié plusieurs enjeux en lien, notamment, avec la lisibilité des évolutions des règles de marché établies sous son égide et l'accompagnement des entreprises locales de distribution (ELD), qui peuvent avoir à réaliser des tâches nouvelles au travers des nouveaux mécanismes mis en place.

Dans le cadre des travaux d'élaboration de la présente consultation publique, les services de la CRE ont rencontré différents acteurs et associations professionnelles. De façon générale, leur retour est positif quant à la qualité de service offerte par RTE. Ces acteurs ont indiqué l'importance d'améliorer le suivi de la qualité de service de RTE, notamment s'agissant des délais et des coûts de raccordement, ainsi que des délais d'installation et de réparation de compteurs.

Par ailleurs, tous les utilisateurs du réseau et acteurs de marché ont rappelé qu'il était important de continuer à améliorer la qualité et la transparence des données de marché fournies par RTE (ce point est discuté dans la partie 4 sur l'innovation et la mise à disposition des données).

Enfin, les utilisateurs du réseau et acteurs de marché ont souligné les difficultés liées aux évolutions permanentes des mécanismes de marché. A ce titre, il convient de noter que ces évolutions sont motivées, le plus souvent, par des changements réglementaires et des réformes au niveau européen (codes de réseaux par exemple) qui s'imposent à RTE ainsi qu'aux autres acteurs. Toutefois, la transparence des données de marché et l'amélioration de la concertation peuvent concourir à une meilleure adaptation des acteurs de marché à ces évolutions. En outre, RTE a indiqué à la CRE vouloir renforcer la pédagogie autour de ces nouveaux mécanismes et mettre en place une nouvelle plateforme de concertation, ayant pour objectif de permettre un accès plus large à la concertation et une simplification des modalités de participation des clients et d'autres acteurs à celle-ci (industriels en région ou ELD notamment).

Ainsi, bien que la qualité de service de RTE soit satisfaisante, la CRE considère qu'elle peut encore être améliorée et qu'il peut être pertinent de renforcer son suivi et de mettre en place des incitations complémentaires à l'amélioration, ou *a minima*, au maintien du niveau de qualité actuel. Les thématiques principales identifiées par la CRE en matière de qualité, au travers de ses travaux et de ses échanges avec les acteurs, recouvrent (i) le raccordement, (ii) la qualité d'alimentation, (iii) le traitement des réclamations, (iv) le comptage, (v) l'écèlement ainsi que (vi) l'accès aux données fournies par RTE (traité dans la partie 4 sur l'innovation et la mise à disposition des données).

Question 17 : Partagez-vous l'avis des acteurs rencontrés par la CRE et les résultats de l'enquête de satisfaction réalisée par RTE selon lesquels la qualité de service du gestionnaire de réseau de transport est globalement satisfaisante ?

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE s'agissant de la définition des enjeux prioritaires pour la qualité de service de RTE, enjeux qui pourraient faire l'objet de nouveaux indicateurs ?

3.2.2 Raccordement

Dans le cadre de la consultation publique de février 2019 susmentionnée ainsi que des entretiens réalisés par la CRE, la question du raccordement, et en particulier des délais de raccordement, est apparue comme une priorité pour les acteurs. Si ces acteurs ont plutôt insisté sur les enjeux associés au raccordement au réseau public de distribution, l'enjeu relatif au respect des délais de raccordement existe aussi sur le réseau public de transport, notamment si les producteurs d'énergies renouvelables s'orientent, à l'avenir, vers des parcs de production de plus grande taille. A ce titre, plusieurs acteurs ont souligné l'importance d'un suivi, d'une part, des délais moyens de raccordement selon le niveau de tension et, d'autre part, du taux de respect, par RTE, des délais de raccordement annoncés dans la proposition technique et financière (PTF).

3.2.2.1 Les délais de raccordement

Le nombre de raccordements au réseau public de transport est faible comparativement à la situation en distribution (environ 350 000 raccordements par an en distribution contre environ 50 sur le réseau public de transport). A ce titre, lors des échanges avec les parties prenantes, la problématique du respect des délais de raccordement au réseau public de transport est apparue moins sensible qu'en distribution. Toutefois, les indicateurs des tableaux 16 et 17 montrent que des retards par rapport au délai de mise en service prévu dans la PTF sont régulièrement constatés.

Tableau 16 – Nombre de raccordements de producteurs mis en service dont le délai est supérieur à 105 % du délai renseigné dans la convention de raccordement et la PTF

Année	Producteurs		
	Nb de raccordements mis en service dont le délai est supérieur à 105 % du délai affiché dans la PTF	Nb de raccordements mis en service dont le délai est supérieur à 105 % du délai affiché dans la Convention de Raccordement	Nb total de raccordements
2016	3	0	4
2017	5	1	13
2018	3	0	11

Tableau 17 – Nombre de raccordements d'industriels et de distributeurs mis en service dont le délai est supérieur à 105 % du délai renseigné dans la convention de raccordement et la PTF

Année	Industriels/distributeurs		
	Nb de raccordements mis en service dont le délai est supérieur à 105 % du délai affiché dans la PTF	Nb de raccordements mis en service dont le délai est supérieur à 105 % du délai affiché dans la Convention de Raccordement	Nb total de raccordements
2016	6	4	42
2017	11	10	34
2018	21	10	52

RTE avance deux raisons pour expliquer ces résultats mitigés. D'une part, les raccordements sont de plus en plus complexes et se démarquent par leurs particularités. D'autre part, RTE rappelle que les délais fixés dans la PTF dépendent de facteurs qui lui sont exogènes, comme l'obtention d'autorisations, les problématiques d'acceptabilité locale et de recours, etc. RTE indique, cependant, que les délais fixés dans la convention de raccordement, lesquels dépendent moins de facteurs exogènes à son activité, sont globalement respectés.

La CRE propose d'inclure le suivi du respect des délais de raccordement prévus par la convention de raccordement, en complément de celui relatif à la PTF, ainsi qu'un suivi des délais moyens de raccordement, dans la liste des indicateurs suivis et publiés par RTE. RTE pourrait, le cas échéant, décliner ce suivi des délais moyens par catégories d'utilisateurs et domaines de tension afin de refléter au mieux les différences structurelles qui pourraient exister en matière de raccordement entre ces différentes catégories.

Question 19 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi des délais moyens de raccordement ainsi que du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement ?

3.2.2.2 Les coûts de raccordement

Dans la PTF, RTE fournit aux utilisateurs une estimation du coût du raccordement dont le coût effectif ne devra pas dépasser plus de 15 % de la valeur estimée. L'indicateur de suivi des coûts effectifs de raccordement par rapport à ceux établis dans la PTF ne révèle pas de tendance claire.

Tableau 18 – Nombre de raccordements de producteurs et d'industriels/distributeurs mis en service dont le coût dépasse de plus de 15 % celui renseigné dans la PTF

Année	Producteurs		Industriels/distributeurs	
	Nb de raccordements mis en service dont le coût de raccordement dépasse de plus de 15 % celui affiché dans la PTF	Nb total de raccordements	Nb de raccordements mis en service dont le coût de raccordement dépasse de plus de 15 % celui affiché dans la PTF	Nb total de raccordements
2016	1	4	4	42
2017	2	13	7	34
2018	0	11	7	52

Toutefois, certains acteurs se sont interrogés sur les modalités d'établissement et le niveau des coûts de raccordement figurant dans la PTF. En effet, les utilisateurs ne souhaitent pas, en général, que le coût de leur raccordement soit sous-estimé, car cela risquerait d'accroître les coûts de leur projet tardivement dans leur processus de décision. Pour autant, ils considèrent qu'une surestimation est également problématique car elle peut, parfois, être dissuasive pour les producteurs qui veulent se raccorder ou les orienter vers des solutions différentes et potentiellement moins efficaces. Ainsi, il apparaît important de s'assurer que le calcul du coût de raccordement dans la PTF soit le

plus crédible et le plus transparent possible afin que l'utilisateur puisse estimer de façon fiable les coûts de son projet et identifier les leviers qui peuvent lui permettre de réduire le coût de son raccordement au besoin.

La CRE propose donc de mettre en place un suivi des écarts entre le coût de raccordement figurant dans la PTF et le coût effectivement constaté, ainsi qu'un suivi des différentes composantes de coûts de raccordement permettant la réalisation d'une analyse comparative entre projets, au travers, par exemple, de coûts « unitaires ». Ces indicateurs pourront éventuellement être déclinés par catégories d'utilisateurs et par domaines de tension afin de refléter au mieux les différences structurelles qui pourraient exister en matière de raccordement entre ces différentes catégories.

Question 20 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle il apparaît pertinent de mettre en place un suivi des écarts entre les coûts figurant dans la PTF et les coûts réellement constatés ?

3.2.3 Continuité d'alimentation

La qualité d'alimentation revêt plusieurs dimensions. D'une part, le suivi de la qualité d'alimentation regroupe des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation (temps de coupure et fréquence de coupures) au titre desquels RTE est incité conformément aux dispositions du TURPE 5 HTB. D'autre part, le suivi de la qualité d'alimentation regroupe des indicateurs relatifs à la qualité de la tension et de la fréquence de l'électricité fournie par RTE. Ces deux indicateurs ne sont ni suivis ni incités dans le cadre du TURPE 5 HTB.

3.2.3.1 Les indicateurs de qualité d'alimentation incités dans le cadre du TURPE 5 HTB

Lors de la consultation publique de février 2019 sur le cadre tarifaire, les acteurs ont rappelé que la qualité d'alimentation représentait un enjeu important pour leur activité. Leurs réponses concernaient majoritairement le réseau public de distribution, mais l'enjeu reste primordial sur le réseau public de transport, en particulier pour les consommateurs industriels pour qui une alimentation de qualité insuffisante peut avoir des conséquences sur leur production ou leur outil industriel.

RTE est actuellement incité sur deux indicateurs relatifs à la qualité d'alimentation : la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure. La durée moyenne de coupure est incitée depuis le TURPE 3 tandis que la fréquence moyenne est incitée depuis le TURPE 4. Lors de l'élaboration du TURPE 5 pour le réseau HTB, les cibles pour ces deux indicateurs ont été rééquilibrées et la force de l'incitation a été accrue.

La durée moyenne de coupure est mesurée par le temps de coupure équivalent (TCE), égal au ratio entre l'énergie non distribuée¹⁸ et la puissance moyenne acheminée. L'objectif fixé dans le TURPE 5 HTB (2,8 minutes par an) a été fixé à un niveau légèrement moins ambitieux que dans le TURPE 4 HTB (2,4 minutes par an) car RTE n'atteignait que très rarement la cible qui lui était fixée. RTE bénéficie (respectivement supporte) un bonus (resp. un malus) de 17 M€ par minute de coupure inférieure (resp. supérieure) à l'objectif de référence.

La fréquence moyenne de coupure, aussi appelée critère-F, est définie comme le ratio entre le nombre de coupures longues¹⁹ et brèves²⁰ constatées dans l'année considérée par le nombre d'installations au 31 décembre de l'année N. L'objectif relatif à la fréquence moyenne de coupure fixé dans le TURPE 5 HTB (0,43 coupure par an) a été fixé à un niveau sensiblement plus contraignant que dans le TURPE 4 HTB (0,6 coupure par an) dans la mesure où RTE battait assez largement sa cible. RTE bénéficie (respectivement supporte) un bonus (resp. une pénalité) de 109 M€ par nombre de coupures inférieur (resp. supérieur) à l'objectif annuel fixé.

La figure 27 présente l'évolution du TCE depuis 1981. De manière générale, la CRE observe que le TCE est assez volatil et que la nette amélioration constatée au cours des années 1980 et 1990 a depuis largement ralenti.

Au cours des dernières années, on peut souligner la présence de deux années atypiques, en 2009 et 2015, pour lesquelles le TCE a été relativement élevé par rapport aux autres années, et ce, du fait d'avaries de matériels en série. L'année 2017 a, quant à elle, été la meilleure performance historique de RTE sur cet indicateur avec une durée moyenne de coupure de 1 minute et 27 secondes. En 2018, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (2 min 59 s) a été supérieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s). RTE a, en conséquence, supporté une pénalité de 3,1 M€.

¹⁸ Énergie non-distribuée hors incident consécutifs à des événements exceptionnels. Il s'agit (i) des destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; (ii) des dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers ; (iii) des catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; (iv) l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport ; (v) les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics ; et enfin (vi) les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle.

¹⁹ Une coupure longue correspond à une coupure sur une installation supérieure à 3 minutes.

²⁰ Une coupure brève correspond à une coupure sur une installation comprise entre 1 seconde et 3 minutes.

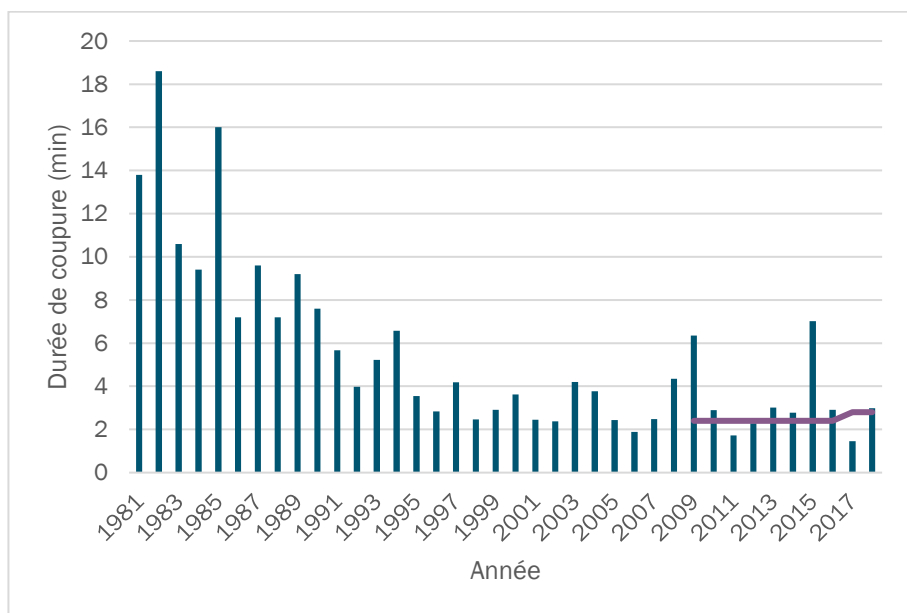


Figure 27 – Durée moyenne de coupure (hors événements exceptionnels)

La figure 28 présente l'évolution de la fréquence moyenne de coupure depuis 1988. Elle reste orientée légèrement à la baisse depuis une dizaine d'années, après une amélioration sensible dans les années 1990. En 2018, la fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,421) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46). RTE a donc bénéficié d'un bonus de 4,3 M€.

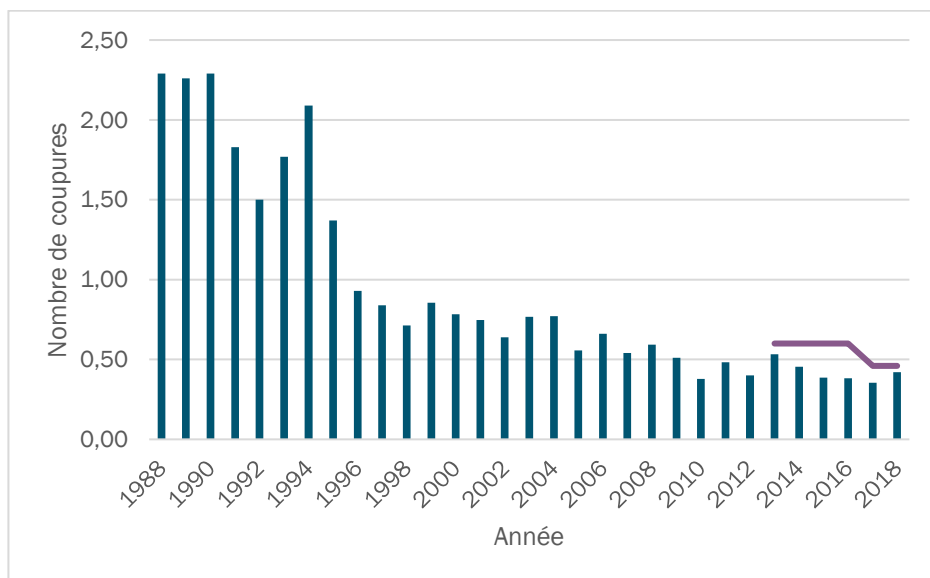


Figure 28 – Fréquence moyenne de coupure (hors événements exceptionnels)

Le suivi de ces deux indicateurs amène la CRE aux constats suivants. Tout d'abord, ces deux incitateurs semblent avoir atteint des niveaux satisfaisants et ne font plus l'objet d'amélioration très marquée. Par ailleurs, les objectifs auxquels RTE est soumis paraissent raisonnablement bien calibrés même si la fréquence moyenne de coupure pourrait éventuellement être soumise à un objectif plus ambitieux.

La qualité d'alimentation sur le réseau de transport est relativement stable et semble avoir atteint un niveau satisfaisant. Améliorer davantage la qualité d'alimentation pourrait nécessiter des investissements coûteux dans un contexte d'investissements déjà élevés et en hausse.

Dans ce contexte, la CRE envisage de faire évoluer ce mécanisme de façon à inciter RTE à maintenir ce niveau de qualité d'alimentation sans avoir pour autant une incitation trop forte à réaliser des investissements trop coûteux

pour améliorer encore davantage la qualité d'alimentation. Pour ce faire, une régulation incitative asymétrique pourrait être introduite.

Question 21 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le dispositif actuel relatif à la continuité d'alimentation est satisfaisant ?

Question 22 : Que pensez de la proposition de la CRE de mettre en œuvre un mécanisme incitatif asymétrique concernant la qualité d'alimentation ?

3.2.3.2 Le suivi des du respect des engagements du CART

Au-delà des indicateurs globaux de qualité de service que fournit RTE, RTE s'engage auprès de ses clients, au sein de chaque contrat d'accès au réseau de transport (CART), à respecter différents objectifs en lien avec la qualité de l'alimentation. Ces engagements peuvent concerner autant la continuité d'alimentation que la qualité de la tension fournie. Ces engagements sont définis dans le chapitre 7 du CART relatif à la qualité de l'électricité et dépendent, en particulier, de l'historique des coupures subies par le client et de la structure d'alimentation du site. En cas de non-respect de ces engagements, RTE est tenu de réparer l'ensemble des préjudices directs, actuels et certains causés à son client.

Les engagements contractuels de RTE peuvent s'inscrire dans le cadre de cycles pluriannuels allant jusqu'à trois ans. Du fait de campagnes de déploiement, les engagements triennaux auprès des utilisateurs d'une même catégorie sont généralement calés sur une même période : 2016-2018 puis 2019-2021 pour les clients industriels et ferroviaires, 2015-2017 puis 2018-2020 pour les clients distributeurs. Cela conduit à ce que l'on observe, dans le tableau 19, un taux de respect des engagements contractuels de RTE qui décroît généralement de la 1^{ère} année à la 3^{ème} année de la période triennale considérée

Tableau 19 – Indicateurs sur le respect des engagements relatifs à la qualité de l'électricité pris dans le cadre du CART

Année	Industriels	Distributeurs	Ferroviaire
2013	91 %	94 %	82 %
2014	93 %	92 %	73 %
2015	93 %	98 %	86 %
2016	97 %	96 %	86 %
2017	94 %	93 %	85 %
2018	90 %	97 %	79 %

Bien que le respect des engagements soit rendu plus difficile par l'amélioration progressive de certains engagements de RTE, en particulier vis-à-vis de ses clients consommateurs, cet indicateur semble assez stable depuis 2013 et s'établit à un niveau satisfaisant (supérieur à 90 %) auprès des clients industriels et distributeurs. Il convient néanmoins de noter que ce taux est sensiblement inférieur (environ 80 %) vis-à-vis du secteur ferroviaire.

Le respect par RTE de ses engagements contractuels fait d'ores et déjà l'objet d'une incitation dans la mesure où, comme susmentionné, RTE est tenu de réparer l'ensemble des préjudices directs, actuels et certains causés à son client, ces charges ne figurant pas au périmètre du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) du TURPE 5 HTB.

La CRE souhaiterait recueillir l'avis des utilisateurs du réseau public de transport quant à leur satisfaction vis-à-vis du respect des engagements pris par RTE dans le CART.

Question 23 : Êtes-vous satisfait du respect des engagements contractuels de RTE quant à la qualité de l'électricité ?

3.2.3.3 La qualité de l'onde de tension

La qualité de l'onde de tension regroupe les thèmes de la fréquence et de la tension du réseau. La gestion de la tension est particulièrement importante, des tensions trop basses étant risquées pour l'équilibre du réseau tandis que des tensions trop hautes mettent en danger les équipements des utilisateurs. La qualité de la tension n'est suivie par aucun indicateur publié par RTE. Aux termes du CART, RTE est néanmoins tenu de réparer les préjudices directs, actuels et certains causés à ses clients en cas de tension supérieure ou inférieure à ses engagements.

Dans le cadre de leurs entretiens avec la CRE, certains producteurs ont indiqué que, si RTE respecte de façon générale ses engagements en termes de qualité de la tension, le niveau de tension se situerait souvent dans la borne supérieure de l'intervalle défini par RTE dans sa Documentation Technique de Référence, ce qui peut parfois occasionner des dégâts sur leurs propres infrastructures.

RTE possède depuis la rentrée 2019 un indicateur interne sur la qualité de la tension. Cet indicateur recense la durée cumulée moyenne du dépassement de la tension maximum par poste 400 kV et 225 kV et par trimestre. Cet indicateur est présenté dans le tableau 20.

Tableau 20 – Durée cumulée moyenne de dépassement de tension par poste 400 kV et 225 kV par trimestre

	Hiver 18-19	Printemps 19
Durée [min]	14	54

Il est difficile de tirer des conclusions de cet indicateur étant donné son caractère récent. Cependant, la CRE considère pertinente l'idée de publier cet indicateur au même titre que ceux présentés précédemment.

Par ailleurs, la CRE ne considère pas cet indicateur suffisant dans la mesure où il ne permet pas de rendre compte des moments où l'onde de tension se trouve dans la borne supérieure de l'intervalle défini par RTE dans sa Documentation Technique de Référence. En conséquence, la CRE demande à RTE de travailler, en coordination avec les producteurs et les autres utilisateurs du réseau potentiellement concernés, à l'élaboration d'un ou plusieurs indicateurs de suivi de l'onde de tension permettant de rendre compte de son niveau de façon plus précise.

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire rentrer cet indicateur dans la liste des indicateurs que RTE doit publier ?

3.2.3.4 La planification des travaux

Certaines interventions sur les installations de RTE ne permettent pas de maintenir une alimentation des utilisateurs pendant le temps des travaux. Au terme de l'article 18 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, « RTE doit s'efforcer de réduire au minimum ces interruptions et de les situer aux périodes et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux producteurs ». RTE a indiqué à la CRE que certains utilisateurs du réseau public de transport sont insatisfaits de la planification des travaux (manque de visibilité par exemple).

Afin de répondre à ces préoccupations, RTE a envisagé différentes solutions. D'une part, RTE veut mettre en place une plateforme en ligne accessible aux utilisateurs afin de rendre la planification des travaux plus transparente. D'autre part, après la réalisation des travaux, RTE souhaite envoyer à ses clients un questionnaire pour mesurer leur satisfaction quant à la planification des travaux afin d'avoir une idée sur les éventuels axes de progression. Ces solutions semblent aller dans le bon sens pour répondre aux attentes des utilisateurs de réseaux.

La CRE souhaite savoir si les acteurs partagent l'analyse de RTE quant à l'importance d'améliorer la planification des travaux et quant aux solutions envisagées.

Question 25 : Considérez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer la planification des travaux ? Que pensez-vous des deux propositions de RTE en la matière ?

3.2.4 Traitement des réclamations

Tous les utilisateurs du réseau ont la possibilité de faire une réclamation auprès de RTE. RTE doit alors confirmer la réception de la réclamation sous 10 jours calendaires puis y répondre sous 30 jours. En cas de complexité du traitement de la demande, RTE peut prévenir l'utilisateur qu'un délai supplémentaire est nécessaire au traitement de sa réclamation.

RTE publie annuellement un indicateur qui recense le nombre total de réclamations, ainsi que les taux de réponses à ces réclamations sous 30 jours et sous 10 jours. Cet indicateur est présenté dans le tableau 21. Tableau 21 – Indicateurs sur les délais de réponse aux réclamations

Tableau 21 – Indicateurs sur les délais de réponse aux réclamations

Année	Nombre total de réclamations	Taux de réponses sous 30 jours	Taux de réponses sous 10 jours
2015	98	72 %	61 %
2016	89	88 %	80 %
2017	85	85 %	79 %
2018	67	73 %	55 %

Les acteurs rencontrés par les services de la CRE n'ont pas spécifiquement mis en avant le traitement des réclamations comme un problème majeur. Toutefois, après deux années, 2016 et 2017, assez satisfaisantes, les taux de réponses sous 10 et 30 jours se sont sensiblement dégradés en 2018 dans un contexte de baisse du nombre de réclamations au surplus. RTE indique être conscient de cette dégradation et prendre des mesures en interne pour améliorer sa performance en la matière.

Dans ce contexte de dégradation des performances de RTE quant au délai de réponse aux réclamations, la CRE envisage d'introduire un objectif incitatif portant sur le taux de réponse sous 30 jours, délai correspondant à son engagement au terme du CART.

Question 26 : Êtes-vous satisfait du traitement actuel des réclamations par RTE et partagez-vous l'analyse de la CRE quant à l'intérêt d'inciter RTE sur l'indicateur relatif au taux de réponses sous 30 jours ?

3.2.5 Comptage

Lors des entretiens réalisés avec différents acteurs, ceux-ci ont alerté la CRE sur l'importance de la question du comptage dans leur activité, en particulier s'agissant des coûts et des délais d'installation/changement de compteur et des délais des interventions de dépannage du compteur. Par ailleurs, les acteurs rencontrés ont également insisté sur l'importance de la mise à disposition des données de comptage, notamment en termes de modalités d'accès, et de rapidité de transmission des données. L'instruction de ce point est détaillée dans la partie 4 de la présente consultation portant sur l'accès aux données.

3.2.5.1 Le dépannage compteur

A l'heure actuelle, et conformément aux dispositions de la délibération « TURPE 5 HTB », le seul indicateur relatif au comptage pour lequel RTE est tenu de fournir un suivi auprès de ses clients concerne les délais de réalisation des interventions de dépannage de compteur. RTE présente ainsi le nombre d'interventions effectuées au cours d'une année et la quantité d'interventions réalisées hors délais au cours de cette même année. Jusqu'en 2017, RTE publiait cet indicateur sur l'ensemble du périmètre des interventions effectuées chez ses clients. Depuis, cet indicateur s'est recentré sur le seul périmètre des opérations dites « prioritaires », c'est-à-dire, les opérations de dépannage de compteur nécessaires pour assurer la fonction de comptage chez l'utilisateur. L'évolution de l'ancien et du nouvel indicateur est présentée dans les tableaux 22 et 23.

Tableau 22 – Indicateur sur les délais de réalisation des interventions de dépannage sur un compteur

Année	Nombre total d'interventions	Nombre d'interventions hors délais	Taux annuel
2015	4624	508	11 %
2016	4215	704	17 %
2017	3380	474	14 %

Tableau 23 – Indicateur sur les délais de réalisation des interventions de dépannage sur un compteur, restreint aux opérations prioritaires

Année	Nombre total d'interventions	Nombre d'interventions hors délais	Taux annuel
2017	1778	473	27 %
2018	1963	557	28 %
2019 ²¹	772	162	21 %

La CRE note que, sur l'année 2017, la quasi-totalité des interventions hors délais sont des interventions « prioritaires ». Le changement d'indicateur effectué par RTE peut ainsi apparaître pertinent puisqu'il permet d'obtenir une image plus fidèle de la réalité des interventions hors délais.

Par ailleurs, s'il apparaît difficile de tirer des conclusions sur l'évolution de l'indicateur depuis 2015, la CRE considère néanmoins que le taux d'interventions réalisées hors délais apparaît élevé.

Selon RTE, la majorité des interventions prioritaires sur les installations de comptage sont liées à des pannes du Réseau Télécom Commuté. Or, RTE indique que la qualité de service de l'opérateur en charge de la maintenance du RTC s'est fortement dégradée ces dernières années, notamment en matière de délais d'intervention. A noter à ce titre que, le 23 octobre 2018, le régulateur des télécoms (l'ARCEP) a mis en demeure cet opérateur télécom de rétablir sa qualité de service. RTE considère que ceci, couplé à la généralisation des compteurs connectés sous Internet Protocol (IP) – plus fiable que la relève à partir du RTC – est susceptible de conduire à une amélioration, dans la durée, de l'indicateur relatif au délai de réalisation des interventions de dépannage du compteur.

La CRE propose de mettre en place une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage de compteur. Cette incitation pourrait prendre la forme d'un engagement seuil de respect des délais d'interventions prioritaires, en deçà duquel un malus serait appliqué à RTE. Cet engagement seuil pourrait être fixé à 84 % pour 2021 et être relevé de 2 points par an sur la période du TURPE 6 HTB. La CRE envisage également que RTE assure un suivi des délais moyens d'intervention prioritaire de dépannage de compteur.

Question 27 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage de compteur et aux niveaux d'engagement seuil proposés ?

3.2.5.2 Installation et changement de compteur

Certains acteurs ont alerté la CRE sur les délais d'installation et/ou de changement des compteurs, opération qui se produit régulièrement, en cas de cession d'activité par exemple. D'une part, les acteurs rencontrés ont signalé que les délais d'installation/changement de compteur peuvent parfois prendre plus d'un an, de tels délais nuisant sensiblement à leur activité. D'autre part, ils ont fait part à la CRE de leurs inquiétudes quant à l'augmentation des coûts d'installation et de changement de compteur. Cependant, en 2018, RTE a fait état de 49 nouvelles installations de comptage sans qu'aucune réclamation relative à un dépassement de délais n'ait été enregistrée par RTE.

²¹ Les résultats ne concernent que le premier semestre de l'année 2019.

Afin de prendre la mesure de ces difficultés et de répondre aux préoccupations exprimées par les acteurs rencontrés, la CRE propose de mettre en place un indicateur sur les délais effectifs de changements ou d'installation de nouveaux compteurs.

Question 28 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur sur les délais d'installation/changement de compteurs ?

4. INNOVATION ET MISE À DISPOSITION DES DONNÉES

Dans le contexte d'évolution du paysage énergétique, en particulier de la numérisation de l'ensemble du secteur de l'électricité, les opérateurs de réseau disposent d'outils et d'infrastructures amenés à jouer un rôle central dans le développement de l'innovation. Outre les évolutions qu'ils développent sur leur propre réseau, les opérateurs doivent, dans le cadre de leurs missions de service public relatives au comptage et à la mise à disposition des données, accompagner les différentes parties prenantes (collectivités, fournisseurs, industriels, consommateurs, acteurs de marché, tiers, etc...) dans le développement de leurs propres innovations et ainsi participer à l'innovation de l'ensemble du secteur électrique au bénéfice des utilisateurs finals.

La capacité à innover des acteurs de l'électricité passera nécessairement par une connaissance accrue des consommations et des courbes de charge, mais aussi par une connaissance accrue du fonctionnement des réseaux. Ce point est, en particulier, majeur afin de permettre à tous les acteurs d'offrir leur flexibilité au bénéfice du système électrique. Ainsi, la mise à disposition de données par les opérateurs de réseau constitue un point critique pour donner aux acteurs les moyens d'innover.

Dès 2018, la CRE a initié des travaux sur cette question des données mises à disposition par les gestionnaires de réseaux, en particulier au travers de la délibération de la CRE n° 2018-214 du 11 octobre 2018. Cette délibération faisait le point sur l'avancement des opérateurs de réseau dans leurs travaux de traitement et de mise à disposition des données (mise en place d'open data, enrichissement des espaces clients des gestionnaires de réseau, etc.). Dans ce rapport, la CRE a constaté des avancées inégales des travaux de mise à disposition de données et pointé les axes d'amélioration pour les gestionnaires de réseau. Pour garantir le respect de ses recommandations, le rapport préconisait l'intégration de la mise à disposition des données au sein de la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseau²².

Dans le cadre de la préparation de cette consultation publique, la CRE a échangé avec les acteurs du marché de l'électricité, comme cela avait été le cas lors de la préparation de la délibération du 11 octobre 2018 susmentionnée. Lors de ces rencontres, les acteurs ont informé la CRE des données qui leur sont nécessaires pour innover. Les besoins exprimés par les acteurs du marché de l'électricité peuvent être regroupés en deux ensembles :

- les données relatives à la consommation ;
- les données relatives à la bonne connaissance des réseaux.

La CRE souhaite mettre en place une régulation incitative permettant d'assurer un haut niveau de qualité de service s'agissant de la mise à disposition de ces données nécessaires à l'innovation des acteurs.

En outre, les nouveaux enjeux liés notamment à la transition énergétique requièrent bien souvent des actions spécifiques de part des gestionnaires de réseaux. Des dispositions législatives et réglementaires, de même que des demandes de la CRE aux opérateurs, dans ses délibérations ou rapports thématiques, visent ainsi la mise en place de mesures permettant le développement d'usages innovants des réseaux d'électricité, tels que l'autoconsommation²³, les véhicules électriques²⁴ et plus récemment le stockage²⁵. Or, les délais de mise en œuvre de certaines de ces actions ne sont pas satisfaisants. Ainsi, afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à mettre en œuvre ces actions, la CRE envisage de mettre en place, dans les prochains tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, une régulation incitative assortie de pénalités sur cette thématique.

Ces mécanismes de régulation incitative permettraient aussi de s'assurer de la performance des gestionnaires de réseaux dans la mise en œuvre des nouvelles obligations qui leur incombent, issues principalement de la loi

²² Paragraphe 4.1.2 de la délibération n° 2018-214 du 11 octobre 2018 relative aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie

²³ Autoconsommation : les délibérations de la CRE n° 2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation et n° 2018-115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

²⁴ Véhicule électrique : le rapport de la CRE d'octobre 2018 portant sur les réseaux électriques au service des véhicules électriques

²⁵ Stockage : le rapport de la CRE du 5 septembre 2019 portant sur le stockage d'électricité en France

n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de la loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique, et des textes pris pour leur application. La CRE rappelle néanmoins que, même en l'absence d'un cadre de régulation spécifique, il appartient aux opérateurs de se conformer dans les délais à l'ensemble de ces dispositions.

4.1 Régulation de la mise à disposition de données

4.1.1 Régulation incitative en rapport avec la mise à disposition de données dans le TURPE 5

Dans le cadre des TURPE 5 HTB et 5 bis HTA/BT, la mise à disposition de données ne constitue pas une thématique spécifique. Certains indicateurs en lien avec la mise à disposition des données font déjà l'objet d'un suivi, mais ne permettent pas pour autant de couvrir l'ensemble des besoins des acteurs en la matière.

S'agissant d'Enedis, et tel que prévu par le TURPE 5 bis HTA/BT et par la délibération relative à la régulation incitative du projet Linky²⁶, 5 indicateurs incités financièrement ont un rapport avec la qualité de la mise à disposition des données :

- le taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur ;
- l'indicateur spécifique au projet Linky sur le taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- le délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ;
- l'indicateur spécifique au projet Linky sur le taux de publication par Ginko des index réels mensuels ;
- le taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.

Ces indicateurs portent, pour 2 d'entre eux, sur la disponibilité des canaux de transmission de données, pour 2 autres, sur le respect des modalités de transmission des données (délai ou fréquence) et enfin, pour un, sur la qualité des données fournies.

En 2018, la performance d'Enedis sur l'ensemble de ces indicateurs a été globalement supérieure aux objectifs fixés par CRE. Seul l'indicateur spécifique au projet Linky sur le taux de disponibilité du portail internet « clients » a donné lieu à des pénalités en raison de 5 semaines lors desquelles le taux de disponibilité du portail était inférieur à l'objectif fixé.

S'agissant de RTE, deux indicateurs en lien avec la mise à disposition des données font l'objet d'un suivi :

- le taux de disponibilité mensuel des portails du mécanisme d'ajustement ;
- le taux de fiabilité mensuel des données de tendance du mécanisme d'ajustement.

Les performances de RTE sur ces deux indicateurs sont très satisfaisantes, atteignant régulièrement 100 % et demeurant, sauf cas exceptionnel, au-dessus de 99 %.

Malgré ces bonnes performances, aussi bien pour Enedis que pour RTE, la CRE considère que ces indicateurs ne constituent pas une régulation suffisante pour un sujet prioritaire tel que la mise à disposition de données, aussi bien en termes de données couvertes que de type d'indicateurs, dans la mesure où ces données sont essentielles à l'amélioration des services rendus aux clients finals et à l'innovation. En effet, au-delà des besoins de données supplémentaires évoqués précédemment, les acteurs ont alerté la CRE, dans le cadre des échanges préparatoires à la présente consultation publique sur :

- la qualité des données fournies, notamment en termes de complétude des flux ;
- la performance de certains canaux de transmission, notamment pour les tiers non fournisseurs.

Afin de répondre à l'ensemble de ces inquiétudes, la CRE envisage d'adapter la régulation incitative sur cette thématique, qui s'appliquerait à une liste de données prioritaires, selon les modalités décrites aux paragraphes suivants.

²⁶ Délibération de 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

4.1.2 Liste des données prioritaires envisagée par la CRE

Dans un premier temps, la CRE envisage de définir avec les acteurs de marché et les opérateurs de réseau une liste de données prioritaires devant être fournies par les gestionnaires de réseaux ainsi que des modalités de transmission de ces données aux acteurs concernés (open data, prestation annexe, abonnement à un API²⁷, etc.).

En préparation de cette consultation publique, la CRE a rencontré des acteurs du secteur de l'électricité pour recueillir leurs besoins en matière de mise à disposition de données. Les acteurs ont exprimé des besoins différents concernant les opérateurs de transport et de distribution. Ces échanges ont permis à la CRE de déterminer un ensemble de données qui semble être prioritaire pour les acteurs de marché.

Gestionnaires de réseau de distribution

Certains tiers développant des solutions de flexibilité ainsi que les collectivités locales organisatrices de la distribution d'électricité souhaitent disposer d'une cartographie précise du réseau, notamment les points de congestion. Pour les premiers, la connaissance fine du réseau leur est nécessaire pour mettre en place des solutions innovantes de flexibilités au service du réseau. S'agissant des collectivités, la connaissance des réseaux s'avère essentielle pour, par exemple, la mise en place de solutions de mobilités innovantes (bornes de recharges ou bus électriques par exemple).

La CRE a demandé, dès 2016²⁸ aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et aux gestionnaires de réseaux de transport, de publier une cartographie des contraintes sur les réseaux. Les travaux sont toujours en cours sur ce sujet avec Enedis et RTE (cf. paragraphe 4.2). S'agissant d'Enedis, la cartographie envisagée ne permet pas de répondre intégralement aux besoins exprimés par les acteurs. La CRE envisage donc d'intégrer à la liste des données prioritaires, faisant l'objet de la régulation présentée au paragraphe précédent, le taux de charge de certains ouvrages de réseau (postes sources ou transformateurs HTA/BT par exemple).

En outre, afin d'être en mesure de mettre en œuvre des actions ciblées en faveur de la maîtrise d'énergie, les collectivités locales organisatrices de la distribution d'électricité souhaitent disposer de données de consommation à une maille plus fine qu'actuellement. A ce stade, afin de répondre à cette demande tout en veillant au respect des contraintes en matière de protection des données personnelles, la maille IRIS²⁹ prévue aux articles D111-52 et suivants du code de l'énergie semble pertinente. Dès lors, la CRE envisage d'intégrer à la liste des données prioritaires, faisant l'objet de la régulation présentée au paragraphe précédent, les index de consommation ou de production transmis à la maille IRIS.

Enfin, les tiers et les consommateurs industriels souhaitent que la transmission des données fines de comptage soit sécurisée dans le cadre du déploiement des boîtiers IP. Ces données sont essentielles au pilotage de leur activité ainsi qu'à la performance des services fournis par les tiers.

Deux prestations annexes relatives à la transmission des données du boîtier IP ont ainsi été ajoutées au catalogue d'Enedis, à la suite de la délibération de la CRE n° 2019-136 du 25 juin 2019³⁰. Les données ciblées par ces prestations annexes (« transmission en J+1 des index et autres données du compteur pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36kVA et équipés d'un boîtier IP » et « transmission ponctuelle en infrajournalier de données mesurées pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA et équipés d'un boîtier IP ») semblent être pertinentes pour la mise en place de la régulation incitative proposée au paragraphe précédent. La CRE envisage donc de les ajouter à la liste des données prioritaires.

En outre, un accès au portail SGE est dédié aux tiers mais à l'inverse du portail « fournisseur » le taux de disponibilité de celui-ci ne fait pas l'objet d'une régulation incitative. Les tiers ont observé que l'absence d'indicateur entraîne une performance moindre sur l'accès au portail. La CRE envisage en conséquence de mettre en place un indicateur sur le taux de disponibilité du portail « tiers ».

Question 29 : Etes-vous d'accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour Enedis ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

²⁷ Une API est une interface de programmation qui permet de se « brancher » sur un système d'informations pour échanger des données.

²⁸ Recommandation n° 7 de la délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel

²⁹ Les îlots regroupés pour l'information statistique (IRIS) sont l'un des niveaux de collecte et de diffusion des données statistiques et démographiques en France, à l'échelle infra-communale, utilisés par l'Insee. La France compte environ 16 100 IRIS dont 650 dans les DOM.

³⁰ Délibération de la CRE n° 2019-136 du 25 juin 2019 portant décision sur les prestations annexes à destination des particuliers, des entreprises, des professionnels et des collectivités réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

Gestionnaire de réseau de transport

Comme susmentionné, s'agissant de RTE, le taux de disponibilité mensuel des portails du mécanisme d'ajustement ainsi que le taux de fiabilité mensuel des données de tendance du mécanisme d'ajustement font d'ores-et-déjà l'objet d'un suivi. La disponibilité et la fiabilité de ces données sont élevées et semblent satisfaisantes pour les acteurs de marché. A ce stade, et compte tenu des bonnes performances de RTE en la matière, la CRE ne juge pas utile de l'inciter financièrement sur ces indicateurs.

La CRE relève toutefois que ces indicateurs relatifs à la disponibilité et à la fiabilité ne concernent qu'une partie des données mises à disposition par RTE et utiles aux acteurs du système électrique. La CRE souhaite donc étendre le suivi de la disponibilité et de la fiabilité des données à l'ensemble des données essentielles pour les acteurs.

En particulier, certains acteurs de marché ont souligné des difficultés s'agissant des démarches de certification des capacités auprès de RTE ainsi que des retards de publication et des erreurs dans certaines données relatives au mécanisme de capacité. Ils proposent de suivre un indicateur sur les délais de publication du niveau de capacité certifiée évoluée. La CRE considère que les données relatives au mécanisme de capacité devraient faire partie de la liste des données prioritaires.

Question 30 : Etes-vous d'accord pour que les données relatives au mécanisme de capacité fassent partie de la liste des données prioritaires pour RTE ? D'autres données devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

4.1.3 Régulation incitative de la mise à disposition de données envisagée pour le TURPE 6

Afin de répondre aux attentes des acteurs sur le sujet des données, la CRE envisage de mettre en place une régulation incitative visant à deux objectifs :

- premièrement, s'assurer que, dans le cadre de leurs missions de service public, les gestionnaires de réseau d'électricité mettent à disposition des acteurs de marché les données prioritaires identifiées ci-dessus, nécessaires à leur innovation dans des délais définis ;
- deuxièmement, garantir que les données fournies par les opérateurs sont d'une qualité suffisante pour être utilisables par les acteurs de marché.

Une fois la liste des données prioritaires identifiée (cf. 4.1.2), la CRE propose ainsi de fixer, un calendrier de mise à disposition de ces dernières et envisage de mettre en place un système de pénalités si les opérateurs ne respectent pas les dates fixées.

Une fois la mise à disposition de ces données assurée, la CRE envisage de mettre en place une régulation incitative pour garantir que les données soient fournies avec un niveau de qualité satisfaisant. La CRE envisage de mesurer la qualité des données mises à disposition suivant 3 axes :

- la complétude des données fournies ;
- l'exactitude des données ;
- le respect des délais de transmission.

Le CRE envisage de mettre en place des indicateurs de qualité de service, pour mesurer chacun des axes ci-dessus, à l'image de ceux présentés par Enedis dans le cadre du GT Recoflux (nombre de courbes de charge manquantes par semaine par exemple). Des travaux sont en cours avec Enedis pour construire de tels indicateurs. Des travaux similaires pourront être engagés avec RTE.

Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative portant sur un calendrier et des modalités de mise à disposition des données par les opérateurs de réseau d'électricité ?

Question 32 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'indicateurs de suivi mesurant la qualité des données transmises par les opérateurs de réseau ?

4.2 Nouveaux enjeux liés à l'action des opérateurs de réseaux

4.2.1 Mécanisme de régulation envisagé

Dans le cadre de la transition énergétique, le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. En outre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux opérateurs de réseau quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre de certaines des nouvelles actions requises par ces textes ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle pour faire évoluer la gestion du système électrique et le fonctionnement des mécanismes de marché gérés par les gestionnaires de réseau de façon optimale, en cohérence avec les évolutions du secteur et de leurs missions de service public, afin de favoriser l'innovation.

Afin d'assurer que la mise en œuvre de ces actions soit réalisée dans un délai approprié, la CRE envisage de mettre en place une incitation financière sur certaines mesures jugées prioritaires.

Un cadre général pourrait ainsi être mis en place, et s'appliquer au cas par cas lorsque de nouvelles actions sont formellement requises (notamment par le législateur, le gouvernement ou la CRE) auprès des opérateurs de réseau. A titre d'exemple, la CRE présente, au paragraphe suivant, une liste des demandes déjà formulées qui pourraient faire l'objet d'une telle régulation. Cette liste pourra être amenée à évoluer d'ici TURPE 6 et en cours de période tarifaire suivant les besoins futurs des utilisateurs et l'avancée des travaux.

Question 33 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative pour assurer le respect des délais de mise en œuvre des demandes formulées par la CRE ?

4.2.2 Exemple d'actions des gestionnaires de réseaux pouvant faire l'objet de la régulation liée aux nouveaux enjeux

4.2.2.1 Actions relevant d'Enedis

La CRE a identifié trois actions d'Enedis qui pourraient prioritairement faire l'objet de cette régulation incitative, et ce, en fonction des avancées réelles du gestionnaire sur ces sujets :

- Dans sa délibération n°2018-027 du 15 février 2018, la CRE a fait la demande aux GRD de mettre en place des mesures pour simplifier le cadre technique et contractuel, afin de faciliter l'accès à l'autoconsommation pour tous. A l'heure actuelle, les autoconsommateurs individuels qui souhaitent injecter un surplus dans le réseau de distribution doivent faire face à des modalités contractuelles complexes. L'utilisateur doit signer avec l'opérateur un CRAE (Contrat de Raccordement, d'Accès et d'Exploitation), qui comporte, notamment, l'ensemble des caractéristiques de l'installation et les dispositions nécessaires à la désignation du responsable d'équilibre de l'autoconsommateur pour l'injection de ses surplus. Ce contrat paraît peu adapté, notamment pour les utilisateurs souhaitant injecter un faible surplus sur le réseau. Pour simplifier et favoriser l'autoconsommation, la CRE a demandé que le « *contrat unique* » soit étendu aux autoconsommateurs. Plus de 18 mois après la demande de la CRE, ce « *contrat unique* » en injection n'est toujours pas effectif. Enedis s'est récemment engagé à saisir la CRE d'un nouveau contrat GRD-F (contrat d'acheminement conclu entre Enedis et les fournisseurs) intégrant de nouvelles clauses relatives à l'autoconsommation d'ici fin 2019.
- Comme évoqué précédemment, la CRE a demandé, dans la délibération du 8 décembre 2016, aux GRD d'électricité de publier une cartographie des contraintes. A date, même si des travaux sont en cours avec Enedis, cette carte n'a pas été fournie.
- Plus récemment, dans son rapport du 5 septembre 2019³¹ sur le stockage de l'électricité en France, la CRE a formulé des recommandations aux gestionnaires de réseaux pour faciliter le développement du stockage d'électricité. Ce sujet est prioritaire pour la CRE.

4.2.2.2 Actions relevant de RTE

La CRE a identifié différentes actions de RTE qui pourraient faire l'objet de cette régulation incitative, et ce, en fonction des avancées réelles du gestionnaire sur ces sujets :

- Dans sa délibération n°2017-155 du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibre du système électrique français, puis dans ses délibérations n°2017-272 du 7 décembre 2017 et

³¹ Rapport de la CRE du 5 septembre 2019 portant sur le stockage d'électricité en France

n° 2018-286 du 20 décembre 2018 relatives aux programmes d'investissements de RTE pour 2018 et 2019, la CRE avait demandé à RTE de publier la carte des contraintes de réseau sur l'ensemble du territoire, en vue notamment d'encadrer le projet RINGO. Une proposition de RTE à la CRE était initialement attendue pour le 1^{er} janvier 2018. Dans le cadre du nouveau plan de concertation présenté par RTE lors de son audition portant sur le programme d'investissement 2019, RTE prévoyait la publication de ces contraintes, au moyen d'un outil en version industrielle, d'ici janvier 2020.

- En lien avec l'approbation des dépenses d'investissements du projet RINGO, la CRE a également demandé à RTE de mettre en place un groupe de travail réfléchissant au cadre réglementaire et contractuel permettant la valorisation des flexibilités offertes par des opérateurs tiers au service du réseau. Lors de l'approbation du programme d'investissements 2019, RTE s'était engagé à faire une proposition de cadre contractuel cible et d'évolution des règles des différents mécanismes de marché concernés d'ici juillet 2019, visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau en matière de traitement des congestions tout en participant, dans la mesure du possible, aux différents mécanismes de marché sur lesquels valoriser leurs flexibilités.

Question 34 : Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semble-t-il nécessaire de mettre en œuvre ?

5. LISTE DES QUESTIONS

Question 1 : Êtes-vous favorable aux nouveaux niveaux d'objectifs des 6 indicateurs existants envisagés par la CRE ?

Question 2 : Y a-t-il des indicateurs non pertinents ou ayant perdu de leur intérêt à ce stade du déploiement de Linky et de son environnement associé ?

Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE s'agissant de la régulation de la migration des compteurs dans le système d'information Ginko ?

Question 4 : Êtes-vous favorable aux niveaux des incitations envisagées par la CRE ?

Question 5 : D'autres indicateurs pourraient-ils être envisagés permettant de s'assurer de l'exploitation des données collectées dans l'intérêt de la qualité et / ou du coût du service rendu ?

Question 6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'ajuster les niveaux des objectifs des trois indicateurs mentionnés au regard des performances d'EDF SEI sur ces indicateurs ? Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés des objectifs et incitations des indicateurs existants ?

Question 7 : Souhaitez-vous que la méthode utilisée pour calculer le critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) d'EDF SEI soit modifiée en utilisant la définition d'évènement climatique exceptionnel retenue par EDF SEI ?

Question 8 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de demander à Enedis d'étudier la possibilité de simplifier le modèle de prévision des pertes utilisé pour la reconstitution des flux ?

Question 9 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'adapter les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (modification de l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) et introduction d'un indicateur de la qualité de la remontée des courbes de charge) ?

Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de réduire le nombre d'indicateurs suivis ? Quels sont les indicateurs qui devraient être supprimés ?

Question 11 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE d'inciter Enedis non plus sur le respect d'une date convenue mais sur la base d'un délai nominal entre la demande de raccordement et la mise en service effective, hors délais dépendant de facteurs exogènes (autorisations administratives par exemple) ?

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi par les ELD du délai moyen de raccordement par catégorie d'utilisateurs ?

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi d'un indicateur de qualité perçue sur les opérations de raccordement d'Enedis, tel que proposé par la CRE ?

Question 14 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour fiabiliser le calcul du critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) ? Êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE ?

Question 15 : L'introduction d'une incitation financière sur l'indicateur de suivi des clients mal alimentés vous semble-t-elle pertinente ?

Question 16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inciter financièrement les trois indicateurs actuellement suivis de disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis ?

Question 17 : Partagez-vous l'avis des acteurs rencontrés par la CRE et les résultats de l'enquête de satisfaction réalisée par RTE selon lesquels la qualité de service du gestionnaire de réseau de transport est globalement satisfaisante ?

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE s'agissant de la définition des enjeux prioritaires pour la qualité de service de RTE, enjeux qui pourraient faire l'objet de nouveaux indicateurs ?

Question 19 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi des délais moyens de raccordement ainsi que du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement ?

Question 20 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle il apparaît pertinent de mettre en place un suivi des écarts entre les coûts figurant dans la PTF et les coûts réellement constatés ?

Question 21 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le dispositif actuel relatif à la continuité d'alimentation est satisfaisant ?

Question 22 : Que pensez de la proposition de la CRE de mettre en œuvre un mécanisme incitatif asymétrique concernant la qualité d'alimentation ?

Question 23 : Êtes-vous satisfait du respect des engagements contractuels de RTE quant à la qualité de l'électricité ?

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire rentrer cet indicateur dans la liste des indicateurs que RTE doit publier ?

Question 25 : Considérez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer la planification des travaux ? Que pensez-vous des deux propositions de RTE ?

Question 26 : Êtes-vous satisfait du traitement actuel des réclamations par RTE et partagez-vous l'analyse de la CRE quant à l'intérêt d'inciter RTE sur l'indicateur relatif au taux de réponses sous 30 jours ?

Question 27 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage de compteur et aux niveaux d'engagement seuil proposés ?

Question 28 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur sur les délais d'installation/changement de compteurs ?

Question 29 : Êtes-vous d'accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour Enedis ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

Question 30 : Êtes-vous en accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour RTE ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

Question 31 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative portant sur un calendrier et des modalités de mise à disposition des données par les opérateurs de réseau d'électricité ?

Question 32 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'indicateurs de suivi mesurant la qualité des données transmises par les opérateurs de réseau ?

Question 33 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative pour assurer le respect des délais de mise en œuvre des demandes formulées par la CRE ?

Question 34 : Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semblent-elles nécessaires de mettre en œuvre ?

ANNEXE 1 : RÉGULATION INCITATIVE DE RTE

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de RTE ainsi que les incitations financières correspondantes définies par le TURPE 5 HTB³².

1. Suivi de la continuité d'alimentation de RTE

1.1. Durée moyenne de coupure

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTB (DMC_N) est définie comme le ratio (i) du total de l'END de l'année N par (ii) puissance moyenne acheminée de l'année N</p> $DMC_N = \frac{\text{Total de l'END de l'année N} \times 60}{PMDA \text{ (hors pertes) de l'année N}}$ <p>END : énergie non distribuée, exprimée en MWh. L'énergie non distribuée est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après). Le calcul de l'énergie non distribuée inclut les délestages pour des causes liées au réseau public de transport.</p> <p>PMDA : puissance moyenne acheminée, exprimée en MW. La puissance moyenne acheminée est obtenue en divisant la valeur de l'énergie acheminée (hors pertes) dans l'année par 8 760 heures (ou 8 784 heures si l'année N est une année bissextile).</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> DMC_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels
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	<ul style="list-style-type: none"> Objectif de référence (DMC_{Nref}) : 2,8 coupures / an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $17 \text{ M€}/\text{coupure}/\text{an} \times (DMC_{Nref} - DMC_N)$ Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> 1^{er} janvier 2017

1.2. Fréquence moyenne de coupure

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTB (FMC_N) est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues et brèves sur l'année N par (ii) le nombre d'installations au 31 décembre de l'année N</p> $FMC_N = \frac{\text{Nombre de coupures longues et brèves sur l'année N}}{\text{Nombre d'installations au 31 décembre de l'année N}}$ <p>Coupure longue : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée supérieure à 3 minutes.</p> <p>Coupure brève : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> FMC_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> Fréquence de calcul : mensuelle

³² Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

	<ul style="list-style-type: none"> • Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle • Fréquence de publication : trimestrielle • Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> • Objectif de référence ($FM C_{Nref}$) : 0,46 coupures / an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $109\text{M€}/\text{coupure}/\text{an} \times (FM C_{Nref} - FM C_N)$ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> • 1^{er} janvier 2017

2. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- l'énergie non distribuée toutes causes confondues ;
- l'énergie non distribuée hors événements exceptionnels ;
- l'énergie non distribuée lors des délestages ;
- l'énergie non distribuée lors des délestages pour des causes liées au réseau public de transport ;
- le nombre de coupures longues et brèves toutes causes confondues ;
- le nombre de coupures longues et brèves hors événements exceptionnels ;
- pour chaque événement exceptionnel (cf. définition ci-après) : tout élément permettant de justifier le caractère exceptionnel de l'événement, l'énergie non distribuée, le nombre de coupures longues et brèves lors de l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par RTE pour rétablir les conditions normales d'exploitation.

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

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages pour des causes liées au réseau public de transport ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels.

ANNEXE 2 : RÉGULATION INCITATIVE D'ENEDIS HORS LINKY

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis ainsi que les incitations financières correspondantes définies par le TURPE 5 bis HTA-BT³³. Concernant les rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et les mises à disposition du raccordement non réalisées à la date convenue avec l'utilisateur, les pénalités sont versées directement aux utilisateurs, de manière automatique pour les rendez-vous non respectés et sur demande des utilisateurs pour les mises à disposition des raccordements.

3. Indicateurs de qualité de service

3.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis donnant lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2015
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014
Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014
Délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	Trimestrielle	1 ^{er} août 2009
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2014
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur	Hebdomadaire	1 ^{er} janvier 2009
Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Energie calée et normalisée en Recotemp	Annuelle	1 ^{er} octobre 2018
Ecart au périmètre d'équilibre d'Enedis	Annuelle	1 ^{er} octobre 2018

3.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis

3.2.1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre	Proposition de la CRE
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Fusionner
Taux de résiliations par tranches de délais et par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Fusionner
Taux de mises en service par tranche de délais et par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	
Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Fusionner
Taux de changements de fournisseurs réalisés par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	

³³ Délibération n° 2018-148 de la CRE du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017	Supprimer
---	-----------	------------------------------	-----------

3.2.2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre	Proposition de la CRE
Nombre de réclamations reçues par le GRD par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Nombre de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Supprimer
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017	Supprimer
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 60 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Taux de réclamations multiples filtré	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Fusionner
Taux de réclamations multiples non filtré	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017	
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017	Conserver

3.2.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre	Proposition de la CRE
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Inciter
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 120 secondes	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017	Conserver

3.2.4. Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre	Proposition de la CRE
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Mensuelle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Taux d'absence au relevé 2 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017	Conserver

3.2.5. Indicateurs relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre	Proposition de la CRE
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Taux de raccordements réalisés par catégorie d'utilisateurs et par tranche de délai de réalisation des travaux	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre mais adaptation	Conserver

		des tranches de délai	
Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délai par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
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	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver
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	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre	Conserver

3.2.6. Indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre	Proposition de la CRE
Différence entre les bilans électriques Ecarts et Recotemp	Annuelle	1 ^{er} octobre 2017	Conserver
Energie Non Affectée en Recotemp	Annuelle	1 ^{er} octobre 2018	Inciter

4. Indicateurs de continuité d'alimentation

4.1. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à Enedis, à EDF SEI et à toutes les ELD, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Libellé de l'indicateur	Date de mise en œuvre
Mécanisme de pénalités pour les coupures longues	1 ^{er} août 2017

4.2. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	Mensuelle	1 ^{er} août 2009
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017

4.1. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, Enedis transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent.

Calcul de l'indicateur	Fré- quence de calcul	Date de mise en œuvre	Propo- sition de la CRE
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT toutes causes confondues	Trimes- trielle	Déjà mis en œuvre	Fusion- ner
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimes- trielle	Déjà mis en œuvre	
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimes- trielle	Déjà mis en œuvre	
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis	Trimes- trielle	Déjà mis en œuvre	
Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT due à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation	Trimes- trielle	Déjà mis en œuvre	Conser- ver
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA toutes causes confondues	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	Fusion- ner
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA consécutives aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	
Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA due à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	Conser- ver
Le nombre moyen par client d'excursions de tension ³⁴ pour les clients disposant d'un compteur évolué, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	Conser- ver
Le taux moyen de coupures très brèves, inférieures à 1 seconde (également appelées microcoupures), des installations de consommation, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017	Conser- ver
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de production, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimes- trielle	1 ^{er} janvier 2017 pour la HTA - 1 ^{er} janvier 2018 pour la BT	Conser- ver

³⁴ Une excursion de tension correspond à une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90 % de la valeur de la tension nominale correspondante ou supérieure à 110 % de cette tension nominale.

5. Résultat de la qualité de service (hors Linky) et de la continuité d'alimentation d'Enedis en 2018

Qualité de service d'Enedis

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis*	9 189	0 %	- 240 000*
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	89,9 %	89 %	+ 315 918
Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre	95,3 %	95,1 %	+ 368 379
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	100 %	98 %	+ 50 000
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	92,1 %	91 %	+ 447 900
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur*	103	0 pénalité	- 5 650*
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements			+ 441 329
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	91,8 %	89 %	+ 883 357
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	83 %	86 %	- 442 028
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client			- 1 416 715
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	82,9 %	85 %	- 539 460
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	82,5 %	88 %	- 877 255
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur	99,7 %	99 %	+ 371 900
Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	0,2 %	0,4 %	+ 171 374
Energie calée et normalisée en Recotemp	4 %	4,57 %	+ 1 425 000
Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis**	2,7 %	4 %	N/A
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			
Total des incitations financières (hors indicateur portant sur le nombre de RDV planifiés non respectés par Enedis, nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur et hors périmètre des compteurs communicants)			+ 2 175 085

* La pénalité liée à cet indicateur est versée directement aux fournisseurs concernés.

** Si le volume des écarts est supérieur à 4 % des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts.

Continuité d'alimentation

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	63,9 minutes	64 minutes	+ 843 455
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	42,5 minutes	45,4 minutes	+ 16 842 206
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	2,4 coupures	2,52 coupures	+ 499 160
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	2,6 coupures	2,70 coupures	+ 1 702 618
Total des incitations financières			+ 19 887 438

ANNEXE 3 : RÉGULATION INCITATIVE SPÉCIFIQUE DU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ LINKY POUR LA PÉRIODE 2016-2019

1. Qualité de la pose

1.1. Indicateur incité financièrement

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur <i>Linky</i> lors du déploiement	Annuelle	1 ^{er} janvier 2016

1.2. Indicateurs de suivi

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de réclamations liées au déploiement	Mensuelle	Début du déploiement
Nombre de réclamations liées au déploiement	Mensuelle	Début du déploiement

2. Performance du système de comptage Linky

2.1. Indicateurs incités financièrement

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de télé-relevés journaliers réussis	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux de publication par <i>Ginko</i> des index réels mensuels	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Hebdomadaire	1 ^{er} janvier 2016
Taux de compteurs <i>Linky</i> sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	Annuelle	1 ^{er} janvier 2016

2.2. Indicateurs de suivi

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Nombre de points de connexion équipés d'un compteur <i>Linky</i>	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Nombre de compteurs <i>Linky</i> déclarés communicants dans <i>Ginko</i>	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans <i>Ginko</i>	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux de transmission quotidienne des données de consommation aux fournisseurs	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016
Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2016

3. Résultat de la régulation incitative de la qualité de service du projet de comptage évolué Linky en 2018

Indicateurs sur le périmètre des compteurs communicants	Résultats d'Enedis	Objectif de base	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	0,8 %	1 % par année	0,8 % par année	+ 500 000
Taux de télé-relevés journaliers réussis	0 mois sous l'objectif	95 % par mois	-	-
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	0 mois sous l'objectif	95 % par mois	-	-
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	5 semaines sous l'objectif	98 % par semaine	-	- 125 000
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0 mois au dessus de l'objectif	1,5 % par mois	-	-
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	0 mois sous l'objectif	94 % par mois	-	-
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	97,5 %	95 % par année	-	-
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs communicants				+ 375 000

ANNEXE 4 : RÉGULATION INCITATIVE D'EDF SEI, GÉRÉDIS ET EDM**1. EDF SEI****1.1. Indicateurs de qualité de service****1.1.1. Indicateurs incités financièrement**

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Trimestrielle	2018
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Trimestrielle	2018
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index dans l'année pour les consommateurs BT \leq 36 kVA	Trimestrielle	2018
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	Trimestrielle	2018
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	Trimestrielle	2018

1.1.2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDF SEI	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.	Trimestrielle	2019

1.2. Indicateurs de continuité d'alimentation**1.2.1. Indicateurs incités financièrement**

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	Mensuelle	1 ^{er} août 2009
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2017

1.3. Résultat de la qualité de service et de la continuité d'alimentation d'EDF SEI en 2018

Qualité de service d'EDF SEI

Indicateurs	Résultats d'EDF SEI	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	87 %	68 %	+ 194 219
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires*	1231 réclamations	0	- 36 930
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	95 %	94,4 %	+ 58 776
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	-	-	+ 94 898
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	96,6 %	90 %	+ 84 531
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	76,3 %	74 %	+ 10 367
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	-	-	+ 427 000**
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	97,6 %	79 %	+ 285 451
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	82,5 %	49 %	+ 145 215
Total des incitations financières			+ 737 962

* Indicateur asymétriques, pénalités uniquement.

** Indicateur plafonné à 427 k€

Continuité d'alimentation

Indicateurs	Résultats d'EDF SEI	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	236,1 minutes	329 minutes	+ 16 078 121
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	175,9 minutes	166 minutes	- 1 098 372
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	4,2 coupures	5,59 coupures	+ 58 776
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			+ 3 500 000*

* incitations plafonnées à 3 500 000€

2. GÉRÉDIS

2.1. Indicateurs de qualité de service

2.1.1. Indicateurs incités financièrement

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous planifiés non respectés par GÉRÉDIS	Trimestrielle	2018
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Trimestrielle	2018
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Mensuelle	2018
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Trimestrielle	2018
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	Trimestrielle	2018
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	Trimestrielle	2018

2.1.2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Instauré par le TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Instauré par le TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Instauré par le TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT
Rendez-vous replanifiés à l'initiative de GÉRÉDIS	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.	Trimestrielle	2019

2.2. Indicateurs de continuité d'alimentation**2.2.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation**

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	Trimestrielle	2020
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	Trimestrielle	2020
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	Trimestrielle	2020
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	Trimestrielle	2020

2.3. Résultat de la qualité de service de GÉRÉDIS en 2018**Qualité de service de GÉRÉDIS**

Indicateurs	Résultats de GÉRÉDIS	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Rendez-vous planifiés non respectés par GÉRÉDIS	0	0	-
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	92 %	84 %	+ 3 392
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires*	6 réclamations	0	- 180
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	98,6 %	99 %	- 2 568
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	-	-	+ 12 500*
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	94,7 %	90 %	+ 7 260
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	100 %	90 %	+ 10 854
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	-	-	+ 18 355
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	96,2 %	90 %	+ 13 559
Consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA	97,5 %	90 %	+ 4 796
Total des incitations financières			+ 31 498

* Indicateur plafonné à 12,5 k€

3. EDM

3.1. Indicateurs de qualité de service

3.1.1. Indicateurs incités financièrement

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous planifiés non respectés par EDM	Trimestrielle	2018
Taux de réclamations dans les 15 jours calendaires	Trimestrielle	2018
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Trimestrielle	2018
Taux de compteur avec au moins un relevé sur index dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Trimestrielle	2018

3.1.2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDM	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.	Trimestrielle	2019

3.2. Indicateurs de continuité d'alimentation

3.2.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	Trimestrielle	2018
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	Trimestrielle	2018
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	Trimestrielle	2018
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	Trimestrielle	2018

3.3. Résultat de la qualité de service et de la continuité d'alimentation d'EDM en 2018

Qualité de service d'EDM

Indicateurs	Résultats de EDM	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Rendez-vous planifiés non respectés par EDM*	Non disponible	-	-
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	88,5 %	78 %	+ 28 320
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires**	126 réclamations	0	- 3 780
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	99,2 %	93 %	+ 10 000***
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			+ 34 540

* Pénalité versée directement aux utilisateurs par EDM

** Indicateur asymétriques, pénalités uniquement.

*** Indicateur plafonné à 10 k€

ANNEXE 5 : RÉGULATION INCITATIVE DES ELD DESSERVANT PLUS DE 100 000 CLIENTS

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD desservant plus de 100 000 clients ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 5 bis HTA-BT.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service donnant lieu à une incitation financière

1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2014

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD desservant plus de 100 000 clients.

Libellé de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	Déjà mis en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2017

ANNEXE 6 : ÉVOLUTION DE LA RÉGULATION DE QUALITÉ DE RACCORDEMENT

La qualité des opérations de raccordement fait l'objet d'un suivi depuis le TURPE 3 pour Enedis et depuis le TURPE 4 pour les ELD. Enedis est également incité financièrement sur certains indicateurs, depuis TURPE 3, notamment via des pénalités versées directement à l'utilisateur. La régulation des prestations des raccordements s'est progressivement étoffée pour Enedis comme pour les ELD :

- dans le TURPE 3, la régulation de qualité des prestations de raccordement a été introduite pour Enedis via :
 - l'indicateur « nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais » incité via le versement, sur demande des utilisateurs, de pénalités par Enedis en cas de non-respect des délais ;
 - les 4 indicateurs suivis :
 - « taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité » ;
 - « délai d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement » ;
 - « taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages de raccordement » ;
 - « délai de réalisation des travaux de raccordement ».
- dans le TURPE 4, la régulation de qualité des prestations de raccordement a été portée pour Enedis à :
 - 2 indicateurs incités financièrement, via le paiement de pénalités, sur demande des utilisateurs, par Enedis :
 - « nombre de pénalités versées pour l'envoi hors délai de propositions de raccordement » ;
 - « nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur » ;
 - 8 indicateurs suivis ;
- le TURPE 4 a aussi introduit la régulation de la qualité des raccordement pour les ELD via :
 - l'indicateur incité « nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais » ;
 - les 2 indicateurs suivis :
 - « taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs » ;
 - « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs ».

Dans le TURPE 5, la régulation incitative de la qualité de service liée au raccordement a été durcie pour Enedis, avec une augmentation du nombre d'indicateurs incités (trois indicateurs incités contre deux pour la période TURPE 4). La qualité de service des opérateurs de raccordement d'Enedis se fait donc au travers du suivi de 11 indicateurs. Les indicateurs incités sont :

- indicateurs incités depuis TURPE 5, s'appuyant en partie sur des indicateurs suivis dans le TURPE 4 :
 - taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements ;
 - taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ;
- indicateur déjà incité dans le TURPE 4, qui donne lieu à une pénalité versée directement au consommateur : nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur ;

ANNEXE 7 : PRESTATIONS ANNEXES DE MISE À DISPOSITION DE DONNÉES

1. Accès aux données des compteurs des sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA

Depuis plusieurs années, la société Orange s'est engagée dans un programme de modernisation de ses réseaux et de transition vers le protocole internet (« internet protocol » abrégé en IP). Dans ce cadre, la société Orange a annoncé l'arrêt progressif du réseau téléphonique commuté (RTC), support des services de téléphonie traditionnelle analogique et numérique. La fermeture se fera progressivement à partir de 2022. La technologie GSM data a également fait l'objet d'annonce d'un arrêt au niveau international.

Les technologies RTC et GSM data permettent aux utilisateurs, ou à des tiers autorisés par ceux-ci, d'interroger directement le modem RTC d'Enedis connecté au compteur, et d'accéder ainsi à leurs données brutes de comptage. Les utilisateurs peuvent donc appeler le compteur à distance et à tout moment, hors période de télérelève réservée aux GRD pour recueillir les informations nécessaires au traitement des données de comptage.

Enedis se prépare à la fin des technologies RTC et GSM data en déployant de nouveaux modems (dits boîtiers IP) en lieu et place des modems RTC sur les compteurs concernés, permettant de remonter les données de comptage vers ses systèmes d'information. Enedis prévoit de rendre disponibles les données brutes de comptage sur un portail internet interrogeable par chaque utilisateur ou par les tiers autorisés par ces derniers.

Le remplacement du RTC par l'IP aura pour conséquence de ne plus permettre aux utilisateurs ou aux tiers autorisés d'interroger directement les compteurs, suscitant de vives réactions chez certains acteurs. A l'issue des concertations menées dans le cadre du GTE sous l'égide de la CRE et d'ateliers spécifiques menés par Enedis, et afin de pouvoir répondre à la principale attente des acteurs, à savoir pouvoir accéder aux données des compteurs en J+1 et de manière ponctuelle en infrajournalier, Enedis a proposé l'ajout des prestations suivantes :

- prestation de transmission en J+1 des données brutes (hors courbe de charge) présentes dans les compteurs (index d'énergie, puissances, dépassements...) en soutirage et en injection du compteur pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA ;
- prestation de transmission ponctuelle de données mesurées en infrajournalier pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA.

En complément, l'accès à la TIC demeure libre pour tous les acteurs.

1.1. Transmission en J+1 des données du compteur pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA

La prestation consiste à permettre au demandeur (producteur, consommateur, fournisseur ou tiers autorisé) de s'abonner à l'ensemble des données du compteur (hors courbes de charge) et à les lui transmettre quotidiennement :

- le demandeur devra déclarer le canal de réception par lequel il souhaite recevoir les données (portail, courriel ou protocole de transfert de fichier, ci-après « FTP ») ;
- les fournisseurs et tiers souscriront à cette prestation en indiquant une date de début et éventuellement une date de fin. Si cette date de fin est non renseignée, le service resterait souscrit pendant une durée indéterminée avec la possibilité pour les fournisseurs et tiers d'y mettre fin à tout moment.

Enedis a proposé de ne pas facturer cette prestation et de l'ouvrir uniquement pour les sites équipés d'un boîtier IP.

La majorité des acteurs s'est exprimée en faveur de la création de cette prestation et souhaite qu'elle ne soit pas facturée. Les ELD ont par ailleurs indiqué souhaiter conserver une certaine souplesse dans le choix du canal de transmission.

La CRE partage l'analyse d'Enedis et la position des contributeurs à la consultation publique. Elle considère notamment que la mise à disposition de données précises de consommation est un enjeu majeur. La présente délibération introduit donc une prestation de transmission en J+1 des données du compteur pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA selon les modalités décrites ci-dessus.

Cette prestation n'est pas facturée.

Le canal de réception demandé devra être compatible avec les possibilités techniques du GRD.

1.2. Transmission ponctuelle de données mesurées en infrajournalier pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA

La prestation consiste à permettre au demandeur de recevoir à chaque sollicitation les données brutes du compteur (y compris les courbes de charge).

Le demandeur devra déclarer le canal de réception par lequel il souhaitera recevoir les données (portail, courriel ou FTP).

La demande devra être formulée pour chaque point de référence et mesure (PRM). Les données transmises seront celles mesurées lors des dernières 24 heures.

Pour un même PRM, toute nouvelle demande ne sera pas autorisée tant que la précédente n'aura pas été traitée.

Cette prestation sera activable par les utilisateurs (après obtention d'identifiants permettant l'accès au service) via un appel à une interface de programmation d'application (« API ») mise à disposition sur Internet, et par les fournisseurs et les tiers sur la plateforme SGE (via les WebServices).

Les coûts d'investissements identifiés par Enedis pour la solution mise en œuvre sont estimés à 7 M€ pour une performance attendue de 10 000 demandes par demi-heure. Ainsi 480 000 appels lissés journaliers seraient possibles (24h/24), soit presque 1 appel par jour pour chacun des 510 000 PRM du portefeuille HTA et BT > 36 kVA. Il convient de noter qu'à date, 70 000 reports de déploiement de boîtiers IP ont été demandés en raison d'interrogation à distance d'un client, d'un fournisseur ou d'un tiers. Ces reports permettent donc aux clients, fournisseurs ou aux tiers autorisés de continuer d'interroger directement le modem connecté au compteur tant que la technologie RTC en est encore fonctionnelle. Ces sites sont donc des souscripteurs potentiels d'une telle prestation, lorsqu'ils seront équipés d'un boîtier IP.

Estimant le coût moyen d'un appel à 0,024 €, Enedis a proposé une tarification modulable sur les bases suivantes :

- non-facturation pour un portefeuille limité de 50 PRM avec 1 à 3 appels/jour, soit 150 appels/jour maximum au total ;
- pour les acteurs dépassant 150 appels/jour, une facturation à l'appel à hauteur de 0,024 €/appel ;
- pour un acteur qui saturerait durablement le service, un éventuel complément de facturation, le seuil restant à définir.

Dans la consultation publique, la CRE notait que les conditions actuelles, sur la base des protocoles RTC et GSM data, permettent aux utilisateurs et aux tiers qu'ils désignent d'accéder aux données de leur compteur.

Considérant que le changement de technologie ne doit pas occasionner de dégradation de la qualité de service pour les utilisateurs raccordés en HTA et en BT > 36 kVA, compte tenu du manque d'information sur les volumes de souscriptions et eu égard au faible coût additionnel engendré par une telle prestation rapporté à l'investissement total d'Enedis pour le passage à la technologie IP, la CRE avait interrogé les acteurs sur la non facturation de cette prestation.

La majorité des répondants à la consultation publique s'est déclarée favorable à la création d'une telle prestation et à sa non-facturation. Certains acteurs rappellent la nécessité pour les GRD de pouvoir conserver une souplesse concernant le canal de transmission des données. D'autres répondants estiment que la non facturation de cette prestation revient à faire supporter à la collectivité des coûts individualisables et que cela risque d'ouvrir la voie à une utilisation de cette prestation qui dépasserait les limites raisonnables.

Concernant le tarif de la prestation, la CRE maintient sa position considérant que la non facturation de cette prestation incitera les sites concernés à suivre de manière fine leur consommation. Par ailleurs, la CRE mène actuellement des travaux de réflexion sur la structure tarifaire dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6. Les coûts engendrés par la mise en place de cette prestation pourraient donc faire l'objet d'une prise en compte à travers la composante de comptage HTA et la composante de comptage BT > 36 kVA.

Concernant, le canal de transmission des données, la CRE considère que le canal de transmission demandé doit être compatible avec les possibilités techniques du GRD. En conséquence, la présente délibération introduit une prestation de transmission ponctuelle de données mesurées en infrajournalier pour les sites raccordés dans les domaines de tension HTA et BT > 36 kVA et équipés d'un boîtier IP selon les modalités décrites ci-dessus.

Cette prestation n'est pas facturée.

La CRE demande à Enedis de suivre la volumétrie et la distribution des appels par demi-heure de façon à prévenir tout développement incontrôlé qui pourrait saturer le service.