



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2017-018 DU 30 NOVEMBRE 2017 RELATIVE AU PROJET DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS ÉVOLUÉS D'EDF SEI

Le paragraphe 2 de l'annexe I relative aux mesures relatives à la protection des consommateurs de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité énonce que les « États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et le consommateur, pris individuellement [...] ».

Il précise, par ailleurs, que « si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020 ».

Ces dispositions de la directive ont été transposées en droit français. L'article L.341-4 du code de l'énergie (anciennement, le IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2010) précise ainsi que les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) doivent mettre en œuvre des dispositifs de comptage permettant aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

L'article R.341-8 du code de l'énergie prévoit que d'ici au 31 décembre 2020, au moins 80 % des sites raccordés en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont équipés de compteurs évolués, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024.

Enfin l'article R.341-6 du même code dispose que les spécifications et les éléments de coûts des dispositifs de comptage évolué relevant des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de cent mille clients sont soumis, préalablement à leur mise en œuvre, à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui peut formuler des recommandations notamment en vue de veiller à la mise en place de dispositifs de comptage interoperables au plan national.

EDF SEI est le GRD des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) et est donc en charge de déployer les compteurs évolués dans ces territoires.

Le projet de comptage évolué d'EDF SEI dans le domaine de tension $BT \leq 36$ kVA a pour objectif le déploiement de 1,2 million de compteurs évolués entre 2018 et 2024 en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion permettant notamment la transmission à distance des index de consommation réelle.

EDF SEI a saisi la CRE de son projet de déploiement de compteurs évolués et d'une demande d'un cadre de régulation incitative fondé sur les mêmes mécanismes que ceux qui s'appliquent au projet Linky d'Enedis, mais adapté à la situation particulière des ZNI.

La CRE souhaite consulter l'ensemble des acteurs de marché afin de connaître leurs positions sur les résultats de l'étude technico-économique qu'elle a menée, sur le niveau des charges du projet de comptage évolué que la CRE envisage de prendre en compte pour déterminer le niveau de dotation à verser à EDF SEI, ainsi que sur le cadre de régulation incitative du projet qu'elle envisage de mettre en œuvre.

30 novembre 2017

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

Paris, le 30 novembre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	4
1.1 CADRE JURIDIQUE.....	4
1.1.1 Cadre juridique européen.....	4
1.1.2 Cadre juridique national.....	4
1.2 CONTEXTE DU PROJET D'EDF SEI.....	4
1.2.1 Demande d'EDF SEI.....	4
1.2.2 Un projet structurant pour les systèmes électriques des ZNI.....	5
1.3 OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	5
2. DESCRIPTION DU PROJET ET RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE.....	6
2.1 DESCRIPTION DU PROJET.....	6
2.1.1 Solution technique.....	6
2.1.2 Calendrier de déploiement.....	6
2.2 PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE.....	7
2.2.1 Un projet rentable à la maille d'EDF SEI.....	7
2.2.2 Ajustements envisagés par la CRE par rapport aux résultats de l'étude technico-économique.....	10
2.2.3 Hypothèses d'EDF SEI non retenues par la CRE.....	12
2.2.4 VAN résultant du projet.....	13
3. MÉCANISME DE RÉGULATION INCITATIVE ET TRAITEMENT TARIFAIRE ENVISAGÉ.....	14
3.1 MISE EN PLACE D'UN CADRE DE RÉGULATION INCITATIVE.....	14
3.1.1 Rappel du cadre de régulation incitative du projet Linky et du projet Gazpar.....	14
3.1.2 Cadre de régulation envisagé.....	14
3.2 TRAITEMENT TARIFAIRE.....	20
3.2.1 Détermination des charges de capital.....	20
3.2.2 Détermination des charges d'exploitation.....	22
3.2.3 Couverture tarifaire de la dépose anticipée des compteurs existants.....	22
3.2.4 Impact sur le niveau de dotations au titre du FPE.....	22
3.3 CLAUSE DE RENDEZ-VOUS.....	24
4. QUESTIONS.....	24
5. MODALITÉS DE REPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	25
6. ANNEXES.....	26

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Cadre juridique

1.1.1 Cadre juridique européen

Le paragraphe 2 de l'annexe I relative aux mesures relatives à la protection des consommateurs de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité énonce que les « États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et le consommateur, pris individuellement [...] ».

Il précise, par ailleurs, que « si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020 ».

La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques prévoyait, dans la mesure où cela est techniquement possible et financièrement raisonnable, la mise à disposition des consommateurs finaux, notamment dans le cadre du remplacement d'un compteur existant ou d'un nouveau raccordement, de compteurs individuels mesurant avec précision leur consommation effective et permettant des factures fondées sur la consommation réelle d'énergie.

La directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique, tout en abrogeant la directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, reprend les dispositions susmentionnées.

1.1.2 Cadre juridique national

Les dispositions relatives aux compteurs évolués de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ont été transposées en droit français. L'article L.341-4 du code de l'énergie (anciennement, le IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2010) précise ainsi que les GRD doivent mettre en œuvre des dispositifs de comptage permettant aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

L'article 18 de la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement précise que les objectifs d'efficacité et de sobriété énergétiques impliquent la généralisation de compteurs intelligents « afin de permettre aux occupants de logements de mieux connaître leur consommation d'énergie en temps réel et ainsi de la maîtriser ».

L'article R.341-8 du code de l'énergie prévoit que d'ici au 31 décembre 2020, au moins 80 % des sites raccordés en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont équipés de compteurs évolués, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024.

Enfin l'article R.341-6 du même code dispose que les spécifications et les éléments de coûts des dispositifs de comptage évolués relevant des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de cent mille clients sont soumis, préalablement à leur mise en œuvre, à la CRE, qui peut formuler des recommandations notamment en vue de veiller à la mise en place de dispositifs de comptage interopérables au plan national.

1.2 Contexte du projet d'EDF SEI

1.2.1 Demande d'EDF SEI

EDF SEI est le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) et est donc en charge de déployer les compteurs évolués dans ces territoires. Les territoires concernés sont la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion.

Par courrier en date du 18 octobre 2016, EDF SEI a saisi la CRE d'un projet de déploiement de compteurs évolués et d'une demande d'un cadre de régulation incitative fondé sur les mêmes mécanismes que ceux qui s'appliquent au projet Linky d'ENEDIS, mais adapté à la situation particulière des ZNI.

EDF SEI prévoit de déployer 1,2 million de compteurs évolués entre 2018 et 2024. EDF SEI déploiera des compteurs Linky G3, et utilisera le système d'information développé par ENEDIS pour le projet Linky en métropole.

Le projet d'EDF SEI conduira, sur la période 2018-2024, à des investissements (achats et pose des compteurs et des concentrateurs, systèmes d'information) d'un montant cumulé de l'ordre de 300 M€, et des surcoûts temporaires sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 12 M€ par an.

Ce projet générera également des gains pour EDF SEI pour la gestion du réseau et du système électrique (réduction des pertes non techniques, gains sur la relève et les petites interventions), ainsi que pour les consommateurs (maîtrise de la demande d'électricité – MDE).

1.2.2 Un projet structurant pour les systèmes électriques des ZNI

Au-delà des obligations découlant du droit européen et national, les compteurs évolués sont un des éléments permettant de répondre aux enjeux auxquels doivent faire face les systèmes électriques des ZNI.

Ces systèmes vont devoir intégrer les évolutions découlant des politiques publiques visant à développer les énergies renouvelables, dont des ENR, le stockage électrique et certains usages de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur).

De même, la maîtrise de la demande en énergie est un enjeu essentiel pour ces territoires.

Les compteurs évolués sont un levier de la transition énergétique ainsi qu'une opportunité de moderniser et d'améliorer la performance des métiers de distributeur et de fournisseur d'électricité.

Ces nouveaux compteurs permettront d'établir les factures sur des index réels télé-relevés et d'éviter la présence du consommateur pour la plupart des petites interventions qui seront réalisées à distance par télé-opération (modification de la puissance souscrite, mise en service, etc.). Le nombre de réclamations devrait également diminuer.

Ils permettront le pilotage des équipements des consommateurs et les aideront à maîtriser leurs dépenses par un accès en ligne aux données personnalisées de consommation (comparaisons, détection de consommations anormales, alertes...) et la possibilité de mettre en place des dispositifs d'affichage déporté.

Les compteurs évolués permettront également de proposer des offres tarifaires adaptées aux besoins spécifiques de chacun et répondant aux contraintes des systèmes électriques des ZNI.

Ils permettront d'améliorer la gestion des réseaux électriques en permettant la détection des pannes et l'optimisation du diagnostic à distance en cas d'incident sur les réseaux, une meilleure connaissance du rattachement des clients (cartographie) et des flux d'énergie sur la basse tension et de la qualité d'alimentation par client.

Ils favoriseront l'insertion de productions renouvelables décentralisées et de moyens de stockage sur les réseaux, par une meilleure connaissance de la production décentralisée et du niveau d'autoconsommation avec la possibilité à terme de piloter une partie de cette production ou du stockage réparti.

Enfin, le traitement des données de consommation et de production et leur mise à disposition de façon agrégée aidera aux pilotages et au suivi des politiques publiques locales.

1.3 Objet de la consultation publique

L'article 165 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LTECV ») a introduit à l'article L.121-29 du code de l'énergie la possibilité pour les gestionnaires de réseaux qui interviennent dans les ZNI d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse de leurs comptes, dans le cadre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Concernant les années 2018 et suivantes, la CRE a indiqué dans la délibération du 17 novembre 2016 relative au TURPE 5 HTA-BT¹ qu'elle prévoyait de procéder en 2017 à une analyse des coûts d'EDF SEI afin de déterminer le niveau des dotations correspondantes, sur la période 2018-2021. La CRE publie, simultanément à la présente consultation publique, une consultation publique portant sur la détermination des niveaux de dotation à verser à EDF SEI sur cette période au titre du FPE, hors prise en compte du projet de comptage évolué de l'opérateur². Les charges du projet de comptage évolué d'EDF SEI seront prises en compte pour déterminer le niveau de dotation à verser à l'opérateur sur cette période.

La CRE a réalisé une étude technico-économique afin d'en évaluer les coûts et les bénéfices pour le marché et les consommateurs. Cette étude a été menée par un consultant externe au cours du premier semestre 2017. Les conclusions de cette étude sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique.

Le projet de comptage évolué d'EDF SEI diffère des projets classiques de l'opérateur par le niveau élevé de ses coûts mais également par ses longs délais de construction et de déploiement. De plus, la rentabilité de ce projet pour les consommateurs n'est rendue possible que par le niveau des gains attendus du système.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

² Cf. consultation publique du 30 novembre 2017 n° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021, ainsi qu'au cadre de régulation associé.

Etant données l'ampleur du projet et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais, la CRE envisage de mettre en place un cadre de régulation spécifique, comme pour les autres projets de déploiement de compteurs évolués, tant en électricité qu'en gaz naturel, qui incitera EDF SEI à :

- maîtriser sur la durée les coûts d'investissements et les gains de fonctionnement attendus ;
- garantir le niveau de performance attendu du système global sur toute la chaîne de traitement des index ;
- respecter le planning de déploiement.

La CRE consulte l'ensemble des parties prenantes sur le niveau de charges du projet de déploiement des compteurs évolués d'EDF SEI qui sera pris en compte pour déterminer le niveau de dotation au titre du FPE, ainsi que sur le cadre de régulation incitative qui sera appliqué à ce projet.

2. DESCRIPTION DU PROJET ET RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE

2.1 Description du projet

2.1.1 Solution technique

EDF SEI utilisera le système de comptage évolué Linky G3 actuellement déployé en métropole par ENEDIS ainsi que les systèmes d'information mis en place par Enedis.

Le compteur permet des communications bidirectionnelles (transmission et réception des informations) et permet le relevé à distance ainsi que le pilotage de la fourniture d'énergie.

La communication s'effectue entre un ensemble de compteurs installés chez les utilisateurs et un concentrateur localisé à proximité dans le poste de distribution publique, *via* la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL), qui rassemble ces données pour les transmettre au gestionnaire de réseaux. A chaque compteur et concentrateur est associé un modem CPL qui code et décode les données en un signal électrique et les superpose au courant électrique à 50 Hertz.

Au niveau des concentrateurs, les données sont ensuite codées sous format numérique, puis transmises au système informatique du gestionnaire de réseau par l'intermédiaire du réseau de téléphonie GPRS.

Le système de comptage évolué qui sera déployé par EDF SEI dispose des mêmes fonctionnalités que Linky :

- le télé-relevé quotidien des données du compteur;
- la réalisation de télé-prestations à distance (réduction de la puissance, coupure, changement de grilles tarifaires et de puissance souscrite) par le GRD ;
- la mesure de la consommation et, le cas échéant, de la production décentralisée ;
- l'affichage des informations sur le compteur et/ou un téléreport à partir de la TIC (télé-information client) installée.

Question 1 : Avez-vous des remarques sur le choix du système de comptage Linky comme solution à déployer dans les ZNI ?

2.1.2 Calendrier de déploiement

EDF SEI prévoit de déployer environ 1,2 million de compteurs évolués entre 2018 et 2024, soit environ 255 000 compteurs en Corse, 205 000 en Martinique, 225 000 en Guadeloupe, 85 000 en Guyane et 445 000 à la Réunion. Le rythme de croisière du déploiement s'élèvera à environ 200 000 poses par an et sera le plus soutenu de 2019 à 2023. Les années 2018 et 2024 prévoient respectivement une montée en charge et un arrêt progressif avec, pour chacune de ces deux années, environ 100 000 poses réalisées dans l'année.

Le déploiement sera réalisé à hauteur d'environ 80 % en *massif*³, et le restant en *diffus*⁴.

Question 2 : Êtes-vous favorable au calendrier de déploiement envisagé par EDF SEI ?

³ La pose en *massif* correspond à un déploiement concentré et programmé dans une zone géographique donnée.

⁴ La pose en *diffus* concerne principalement le remplacement des compteurs lors d'un dépannage ainsi que les nouveaux branchements. Les « seconds passages » nécessaires pour saturer une zone qui n'aurait pas pu l'être initialement relèvent également de la pose en *diffus*.

2.2 Principaux résultats de l'étude technico-économique

L'étude technico-économique du projet a été réalisée en comparant un scénario sans déploiement de compteurs évolués (scénario « Business as usual » - BAU) avec le plan d'affaire du déploiement des compteurs évolués (scénario de référence), sur la période 2017-2038.

2.2.1 Un projet rentable à la maille d'EDF SEI

Le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué pour l'électricité dans les 5 territoires ciblés par EDF SEI présente un intérêt économique à long terme dans le scénario de référence :

- au seul périmètre de l'activité distribution d'EDF SEI, le projet est déjà viable économiquement puisque la VAN est de +78 M€ ;
- en prenant en compte les gains liés à la MDE, à la présence du client non requise lors des relèves et des interventions, ainsi qu'à la réduction des charges de service public, la VAN du projet s'établit à + 491 M€.

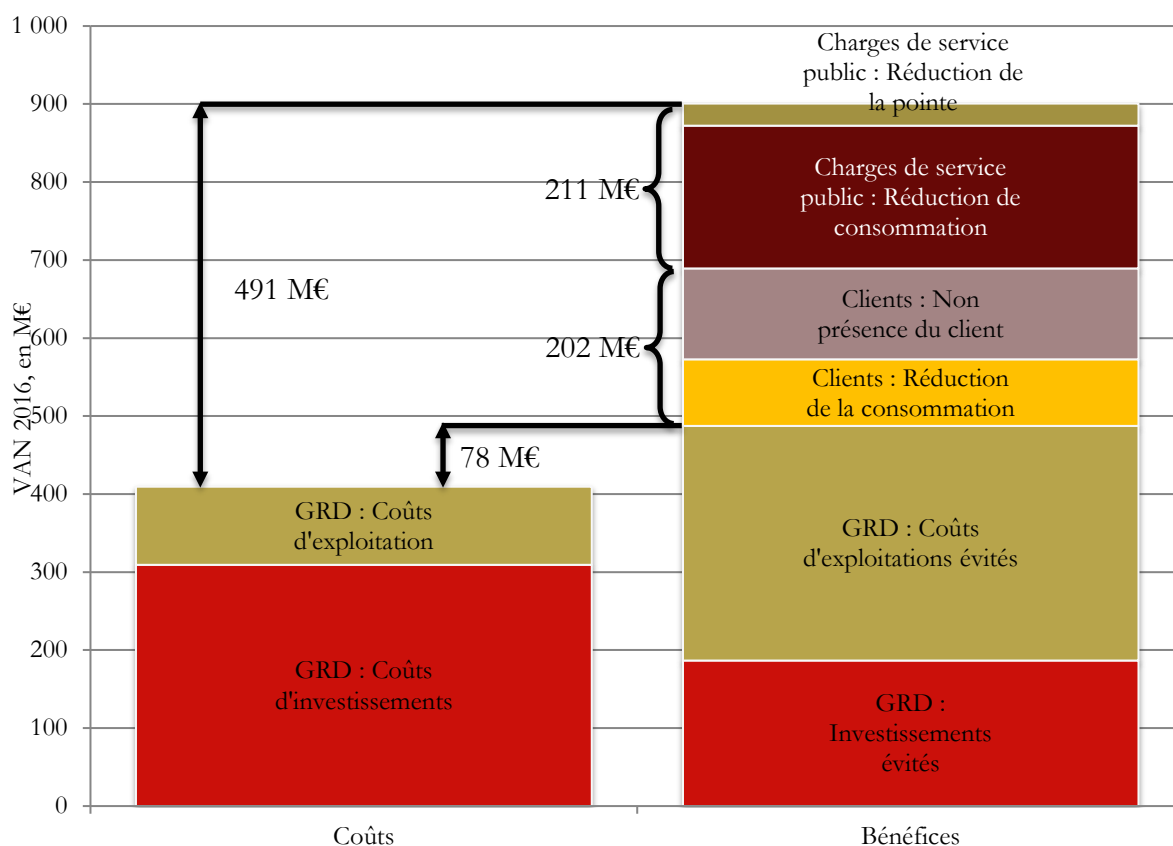


Fig. 1 Etude technico-économique - Coûts et bénéfices pour l'ensemble des acteurs

EDF SEI prévoit un investissement de l'ordre 300 M€ sur la période de déploiement

Pour l'activité de distribution d'EDF SEI, le projet génère des investissements importants qui sont plus que compensés sur le long terme par les gains sur les coûts d'exploitation :

- le projet génère un besoin d'investissement net supplémentaire de 123 M€ en VAN sur la période par rapport au scénario BAU. Ce montant tient notamment compte des gains d'investissement liés à l'obligation de remplacer les anciens compteurs au titre de l'arrêté métrologie⁵ dans le scénario BAU ;
- les coûts d'exploitation sont plus élevés à court terme en raison des coûts informatique et télécoms importants, les réductions des coûts d'exploitation prenant toutefois de plus en plus d'importance au fur et à mesure du déploiement, des gains apparaissent dès 2021, permettant de dégager sur l'ensemble de la période une VAN de 201 M€. Les trois postes participant le plus à la réduction des coûts d'exploitation sont la suppression d'une grande partie des relèves périodiques (VAN de 98 M€) et des petites interventions (VAN de 99 M€) ainsi que la diminution des pertes non techniques (VAN de 84 M€).

⁵ Cf. arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.



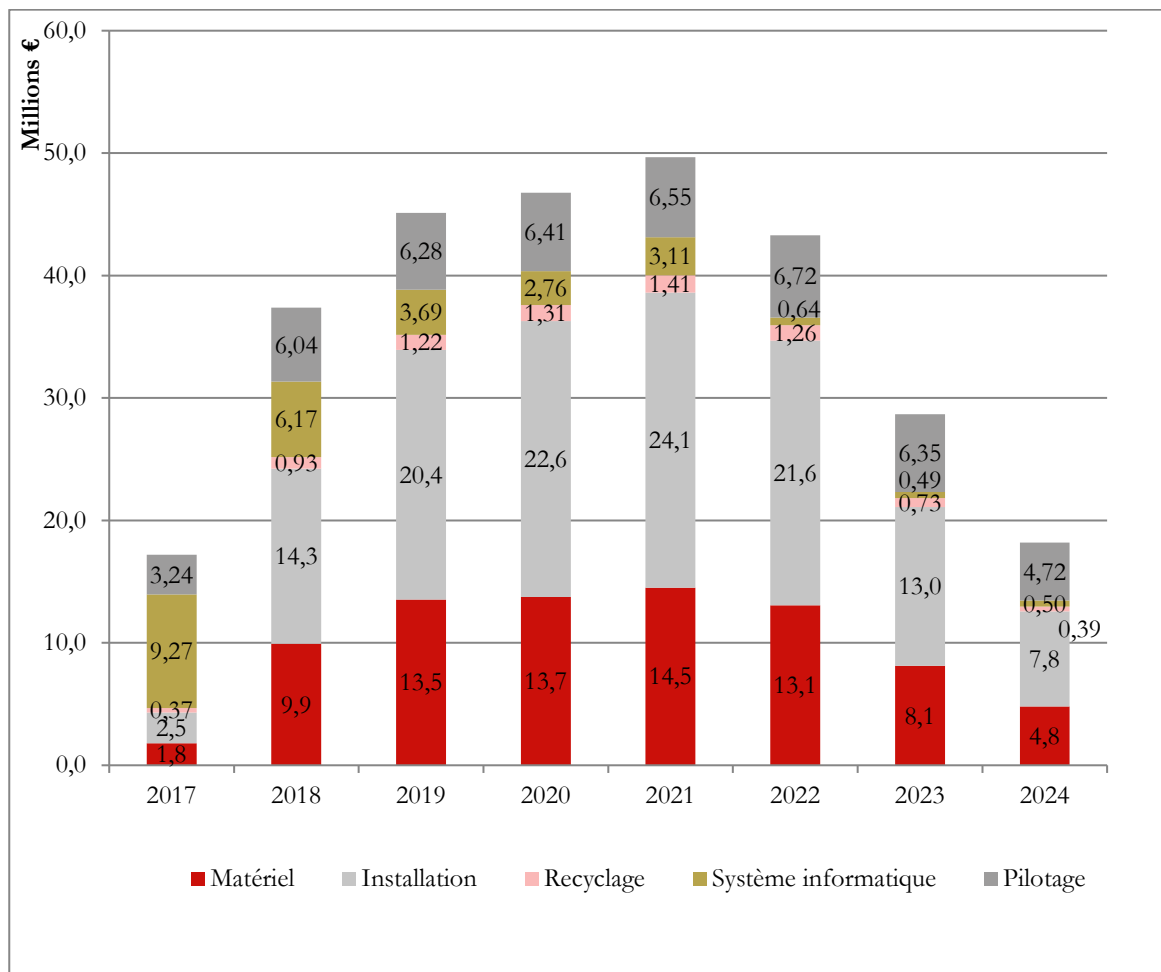


Fig. 2 Etude technico-économique - Chronique d'investissements en M€ courants sur la période de déploiement

Principales hypothèses de l'étude technico-économique menée par le consultant

L'étude technico-économique a été réalisée à partir des données et des informations fournies par EDF SEI, ajustées par le consultant dans certains cas. Ces hypothèses ont également été complétées, notamment pour évaluer les gains pour l'ensemble du système électrique.

Les principales hypothèses retenues par le consultant sont les suivantes :

- Durée de vie des compteurs évolués :

EDF SEI fait l'hypothèse que les compteurs évolués auront une durée de vie comprise entre 7 et 14 ans selon les territoires, inférieure à celle des compteurs déployés en métropole compte tenu de l'environnement dans lequel sont installés ces compteurs. Après avoir interrogé les fournisseurs de compteurs évolués le consultant a considéré des durées de vie plus importantes sur ces territoires, comprises entre 13 et 17 ans, tout en considérant cette hypothèse comme conservatrice.

- Structure du parc existant et durée de vie des compteurs bleus électroniques (CBE) :

Les données de parc de compteurs par âge communiquées par EDF SEI ont été ajustées afin d'être mises en cohérence avec la durée de vie estimées des compteurs. Cela modifie les trajectoires de pose massive et diffuse, tout en maintenant l'objectif d'EDF SEI de taux de déploiement moyen du compteur évolué de 92 % à fin 2024.

- Performance du système de comptage évolué :

EDF SEI considère des taux de performance pour la télérelève et pour les télé-opérations de 80 %. Ces taux sont très faibles, non représentatifs d'un projet industriel performant, et ne sont pas en ligne avec les performances actuelles du système Linky en métropole, qui est pourtant largement basé sur la technologie CPL G1 moins robuste que la technologie CPL G3 qui sera déployée par EDF SEI, ni en ligne avec les performances de systèmes CPL en place depuis de très nombreuses années. En conséquence, dans le scénario de référence, sont considérés par le consultant des taux de performance en ligne avec les taux

de performance du système Linky actuel, soit 94 % pour les télé-prestations effectuées le jour J et 99 % pour le taux de télérelève d'au moins un index par an.

- Prix des compteurs évolués :

Les hypothèses retenues par le consultant d'une part et par EDF SEI d'autre part quant au prix des compteurs Linky G3 dont devrait bénéficier Enedis sur la période 2017-2022 sont identiques. Ces hypothèses sont fondées, pour les années 2017 et 2018, sur la moyenne des prix issus des contrats liant Enedis et ses fournisseurs et, pour la période 2018-2022, sur la régulation incitative du projet Linky. Sur cette base, et afin d'évaluer le prix auquel il devrait acheter ses propres compteurs, EDF SEI prévoit sur la période 2017-2022 un surcoût lié, d'une part, à la prise en compte des spécificités de ses compteurs par rapport aux compteurs Linky (couleur de la façade différente, pas de marquage Linky, codet et clés de sécurité spécifiques) et, d'autre part, aux volumes de compteurs plus limités qui seront achetés par l'opérateur comparativement à Enedis.

Les analyses du consultant le conduisent à traiter différemment les périodes 2017-2018 et 2019-2022.

Pour les années 2017 et 2018, le consultant intègre un surcoût lié, d'une part, à la prise en compte des spécificités des compteurs d'EDF SEI par rapport aux compteurs Linky et, d'autre part, à la prise en compte de l'incertitude quant à la possibilité, pour EDF SEI, de pouvoir bénéficier de prix strictement identiques à ceux d'Enedis (du fait notamment de volumes plus limités). Le surcoût résultant est légèrement inférieur à celui évalué par EDF SEI sur cette période.

Pour la période 2019-2022, et compte tenu de l'intention d'EDF SEI de mutualiser ses futurs appels d'offres avec ceux d'Enedis, le consultant ne maintient que la part du surcoût liée à la prise en compte des spécificités des compteurs d'EDF SEI par rapport aux compteurs Linky. Cette hypothèse conduit à un surcoût sensiblement moins élevé que celui évalué par EDF SEI.

Enfin, pour les années 2023 et 2024, les évaluations du prix des compteurs de la part du consultant d'une part et d'EDF SEI d'autre part diffèrent : le consultant retient des prix de compteurs équivalents à ceux anticipés pour l'année 2022 alors qu'EDF SEI anticipe une remontée des prix de ces compteurs (cf. paragraphe 2.2.2.).

- Coûts de pilotage du déploiement :

EDF SEI a présenté des coûts de pilotage interne et externe de déploiement sur la période de déploiement et au-delà de cette période. Le consultant n'a pas retenu les coûts récurrents au-delà de la période de déploiement (soit à partir de 2025), à l'exception de ceux concernant le renouvellement des compteurs évolués arrivés en fin de vie. Le consultant a également considéré que ces coûts étaient élevés par rapport à des éléments issus de comparaisons avec des projets de déploiement de compteurs évolués à l'étranger, mais les a toutefois retenus afin de tenir compte des spécificités de l'environnement d'EDF SEI.

- Réduction des pertes non techniques (PNT) :

Le consultant valide l'hypothèse d'EDF SEI quant au taux de réduction de 20 % des PNT permise par le déploiement du projet de comptage évolué. En effet, compte tenu de la part des PNT dans les pertes totales d'EDF SEI (i.e. 50 %), cette évaluation semble justifiée et cohérente avec les hypothèses du plan d'affaires du projet Linky retenues par la CRE.

- Gain de MDE :

EDF SEI n'a pris aucune hypothèse de maîtrise de la demande en énergie induite par le projet de comptage évolué. Dans le scénario de référence, des impacts à la baisse de la demande en énergie de 1,5 % et de la pointe de 1,8 % en moyenne sur les 5 territoires sont retenus, en cohérence avec une étude récente de l'impact des compteurs évolués sur la consommation menée au Royaume Uni et avec les hypothèses du plan d'affaires du projet Linky en métropole dans son scénario conservateur. Cet impact à la baisse sur la demande en énergie a pour conséquence de faire baisser la facture des clients d'EDF SEI mais aussi de réduire les charges de service public, relatives à la compensation des coûts de production plus importants de l'électricité dans ces territoires.

Un projet robuste à l'analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité de l'équilibre économique montre que, dans tous les cas, le projet reste intéressant économiquement à l'échelle de l'activité de distribution d'EDF SEI comme au global :

- à l'échelle de l'activité distribution d'EDF SEI, l'hypothèse testée la plus sensible est celle de l'utilisation, dans le scénario BAU, de compteurs CBE pour les nouveaux branchements et le remplacement des compteurs actuels. Cette hypothèse conduirait à une dégradation de la VAN du projet de 22 M€, pour s'établir à + 470 M€. Au seul périmètre de l'activité distribution d'EDF SEI, la VAN s'établirait alors à + 56 M€ ;

- au global pour la collectivité, l’hypothèse la plus sensible est celle portant sur le niveau des gains de MDE : dans le scénario où l’impact à la baisse de la demande en énergie ne serait que de 0,5 %, la VAN du projet serait dégradée de 185,1 M€ par rapport au scénario de référence, pour s’établir à + 306,2 M€.

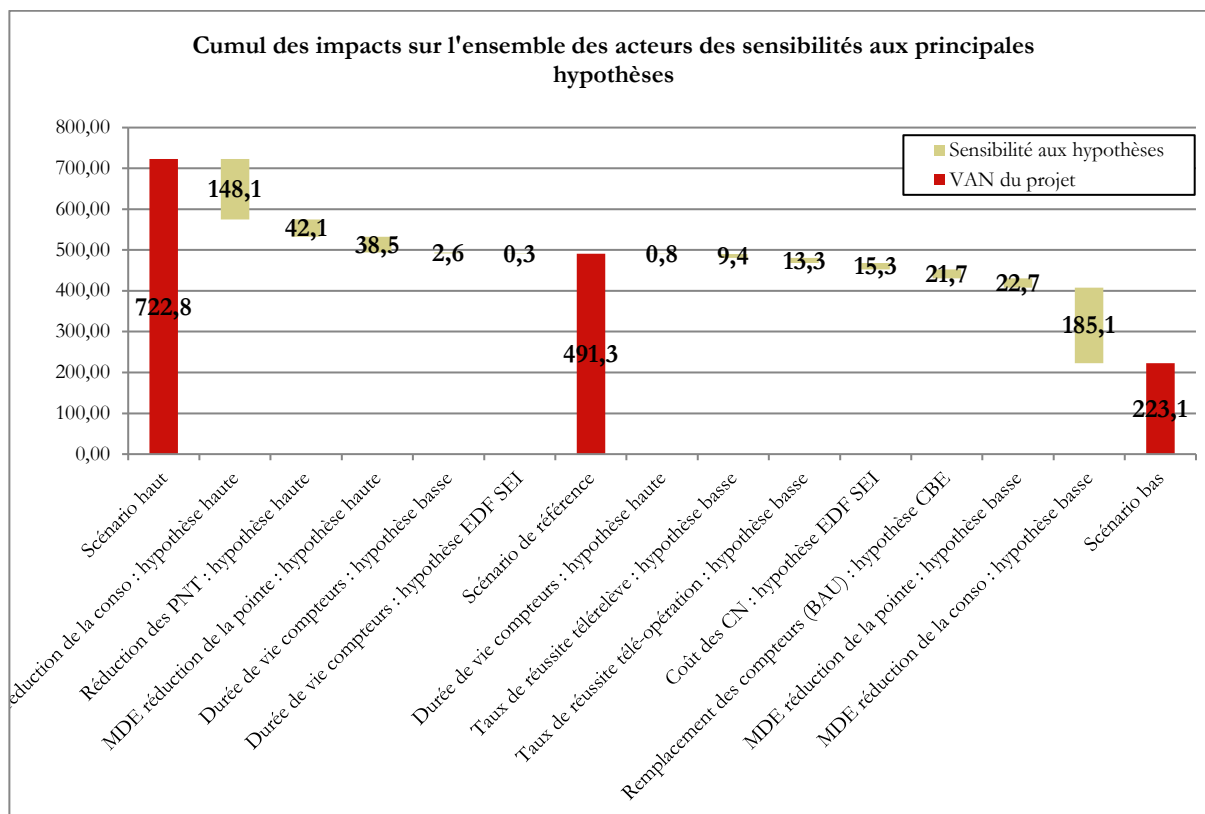


Fig. 3 Sensibilité de l'équilibre économique du projet pour l'ensemble des acteurs aux principales hypothèses

2.2.2 Ajustements envisagés par la CRE par rapport aux résultats de l'étude technico-économique

La CRE a poursuivi ses échanges avec EDF SEI au-delà de la fin de l'étude technico-économique menée par le consultant. Dans ce contexte, la CRE envisage d'ajuster certaines hypothèses retenues dans cette étude. Ces ajustements concernent principalement les chroniques de déploiement, le coût des compteurs, les coûts d'investissements et de fonctionnement concernant les systèmes d'information et le pilotage du projet, et la performance attendue du système.

Chroniques de déploiement

Les prévisions de déploiement de compteurs évolués ont été affinées par EDF SEI. Elles se traduisent dorénavant par un démarrage plus progressif du déploiement (i.e. années 2017 et 2018), et un déploiement plus important sur les années 2023 et 2024 afin d'atteindre le taux cible de 90 % à fin 2024. Les années de déploiement intensif (i.e. 2019 à 2022) n'ont, quant à elles, été modifiées qu'à la marge.

EDF SEI a par ailleurs revu à la baisse le taux cible de déploiement pour la Corse pour tenir compte des difficultés de déploiement liées notamment au traitement des zones isolées ou reculées, ainsi qu'au grand nombre de résidences secondaires. Le taux cible de déploiement en 2024 s'élève ainsi à 83 %, et le déploiement sur cette zone se poursuivra donc au-delà de 2024.

Cette révision a par ailleurs concerné une donnée erronée dans le rapport du consultant : le taux cible de déploiement de compteurs numériques en Guadeloupe en 2024 avait été, à tort, fixé dans l'étude à 100 % alors qu'il est en réalité estimé par l'opérateur à 92,5 %.

La CRE envisage de retenir l'ensemble de ces nouvelles hypothèses.

Coût des compteurs et des concentrateurs

EDF SEI considère que les prix des compteurs (monophasés et triphasés) retenus par le consultant dans le cadre de son étude technico-économique sont trop bas. En particulier, EDF SEI estime que le surcoût par rapport au compteur Linky retenu par le consultant au titre de la prise en compte des évolutions spécifiques (i.e. absence de couleur verte, absence de marquage Linky, présence d'un codet différencié, clés de sécurité spécifiques à EDF SEI)



est sous-évalué, au regard notamment des premiers échanges avec un fabricant de compteurs. Ce surcoût s'applique sur l'ensemble de la période du déploiement.

La CRE considère que la prise en compte d'un surcoût au titre de ces évolutions est justifiée. Le niveau de ce surcoût, de l'ordre de quelques euros, sera apprécié par la CRE au regard des conclusions de l'étude technico-économique et des éléments qui pourraient être communiqués par l'opérateur à ce sujet.

EDF SEI estime par ailleurs que la non prise en compte par le consultant, sur la période 2019-2022, des volumes de compteurs plus limités que ceux d'Enedis n'est pas justifiée.

Sur cette période, le consultant préconise en effet qu'EDF SEI se joigne aux futurs appels d'offres d'Enedis afin de bénéficier de l'effet de massification des achats associé. EDF SEI a, depuis lors, confirmé à la CRE son intention de se joindre à ces appels d'offres.

Dans ce contexte, le consultant prend l'hypothèse qu'EDF SEI pourra obtenir :

- pour la période 2019-2022 : des prix de compteurs proches de ceux figurant dans la régulation incitative du projet Linky sur cette même période ;
- pour les années 2023 et 2024 : des prix de compteurs équivalents à ceux obtenus pour l'année 2022.

Si EDF SEI ne conteste pas les valeurs cibles envisagées par le consultant pour les années 2020 à 2022, l'opérateur ne partage pas les hypothèses envisagées par le consultant pour les années 2019, 2023 et 2024. En effet, EDF SEI :

- considère qu'il ne pourra pas bénéficier, dès le début de l'année 2019, des prix figurant dans la régulation incitative du projet Linky, mais seulement à compter de la mi-année 2019. Dans ce contexte, EDF SEI fait l'hypothèse, pour l'année 2019, d'un prix de compteur égal à la moyenne du prix prévisionnel du compteur pour l'année 2018 et du prix figurant dans la régulation incitative du projet Linky au titre de l'année 2019 ;
- anticipe une remontée des prix des compteurs pour les années 2023 et 2024. Cette remontée s'inscrirait dans un contexte où, le déploiement de Linky étant terminé, EDF SEI ne pourrait plus bénéficier de l'effet de massification des achats. EDF SEI fait ainsi l'hypothèse que les prix des compteurs devraient remonter pour ces deux années à un niveau proche de ceux anticipés pour l'année 2018.

La CRE partage les arguments d'EDF SEI exposés ci-dessus. Sur la période 2023-2024 en particulier (de l'ordre de 20 % du nombre total de compteurs évolués à installer), la CRE envisage de retenir des prix de compteurs identiques à ceux anticipés pour l'année 2018.

En revanche, la CRE n'envisage pas à ce stade de retenir le surcoût anticipé par EDF SEI sur le prix des concentrateurs. Ce dernier considère en effet que les évolutions spécifiques de son matériel par rapport aux concentrateurs posés par Enedis (i.e. spécificités des cartes SIM et activation du *roaming* notamment), conjuguées au fait que les volumes de concentrateurs achetés seront plus limités que ceux d'Enedis, devraient générer un surcoût. La CRE considère à ce stade que ces éléments ne justifient pas de retenir un coût significativement différent de celui auquel Enedis achète ses propres concentrateurs.

Coûts d'investissement et charges d'exploitation des systèmes d'information (SI)

Les conclusions de l'étude technico-économique confirment les hypothèses retenues initialement par EDF SEI quant aux charges relatives aux systèmes d'information, aussi bien pour ce qui relève des dépenses d'investissement que des charges d'exploitation.

EDF SEI a, par la suite, fait part à la CRE de modifications des dépenses relatives aux SI. Ces modifications sont les suivantes :

- changement des modalités de comptabilisation de certaines dépenses (8 M€ en cumulé sur la période 2016-2021 initialement comptabilisés en dépenses d'investissement et dorénavant comptabilisés en charges d'exploitation) ;
- augmentation de certaines dépenses relevant des charges d'exploitation (0,9 M€ en cumulé sur la période 2016-2021) ;
- intégration d'investissements complémentaires en lien avec la sécurité des SI et des outils de déploiement à la suite d'échanges entre EDF SEI et l'ANSSI (2 M€ en cumulé sur la période 2017-2021).

La CRE considère à ce stade que l'intégration des nouvelles dépenses détaillées ci-dessus est justifiée et envisage, à ce titre, de les prendre en compte dans les charges relatives au projet de comptage évolué d'EDF SEI.

Coûts d'investissement relatifs au pilotage du projet

EDF SEI a transmis à la CRE de nouvelles trajectoires relatives au pilotage du projet :

- sur la période de déploiement du projet (2018-2024), EDF SEI affecte différemment les coûts entre charges d'exploitation et dépenses d'investissement tout en estimant des dépenses annuelles équivalentes à celles estimées par le consultant ;
- au-delà de l'année 2024, EDF SEI prévoit exclusivement des dépenses d'exploitation relatives à la supervision du renouvellement du parc de compteurs évolués. Ces dépenses, d'un niveau constant (hors inflation) sont au global sur la période post-2024 inférieures à l'estimation réalisée par le consultant.

La CRE envisage à ce stade de retenir les trajectoires communiquées par EDF SEI.

La répartition des charges relatives au pilotage du projet entre CAPEX d'une part et OPEX d'autre part sera examinée par la CRE d'ici à la délibération sur le projet de déploiement des compteurs évolués d'EDF SEI, prévue en début d'année 2018.

Performance du système

Les appréciations du consultant et d'EDF SEI quant aux niveaux de performance attendue du système divergent sur certains indicateurs. En particulier, les hypothèses initiales d'EDF SEI considéreraient des taux de performance des compteurs évolués de 80 % à la fois pour la télérelève et pour les télé-opérations.

Considérant ces taux comme nettement sous-évalués par l'opérateur, le consultant a retenu dans son rapport final des taux de 94 % pour les télé-prestations réalisées le jour J et de 99 % pour les télé-relèves d'au moins un index par an, basés sur les niveaux de performance actuels atteints par le système Linky.

A la suite du rapport du consultant, EDF SEI a réévalué ces hypothèses. L'opérateur considère toutefois que, compte tenu des spécificités liées aux télécommunications dans les DOM et en Corse, les taux constatés pour Linky ne pourront être atteints sur ces territoires. Il estime ainsi que ces difficultés de télécommunications devraient conduire à retenir des taux cibles égaux à ceux de Linky dégradés de 5 points, à savoir :

- 89 % pour le taux de télé-prestations réalisées le jour J ;
- 94 % pour le taux de télé-relèves d'au moins un index par an.

La CRE partage les arguments d'EDF SEI et envisage à ce stade de retenir les taux détaillés ci-dessus.

2.2.3 Hypothèses d'EDF SEI non retenues par la CRE

Certaines hypothèses prises en compte dans le plan d'affaires d'EDF SEI ne sont, à ce stade, pas retenues par la CRE. Ces hypothèses concernent notamment le taux de *clean up*, le coût de pose des compteurs, ainsi que le coût d'achat des concentrateurs.

Taux de *clean up*

Le taux de *clean up* correspond au taux de réintervention nécessaire pour rendre communicants certains compteurs. EDF SEI avait initialement estimé ce taux à 5 %, avant de le réévaluer à 3 % et d'évaluer à 2 % le nombre de réinterventions « sur demande du client à la suite d'un défaut de pose » (cf. plus bas). Au sens strict du terme, EDF SEI estime donc dorénavant le taux de *clean up* à 3 %.

Le consultant retient quant à lui l'hypothèse d'un taux de *clean up* de 2 %, sur la base des valeurs qu'il a pu observer dans le cadre de projets de déploiement de compteurs évolués à l'étranger.

La CRE envisage à ce stade de retenir la valeur de 2 % pour le taux de *clean up* du projet, conformément à ce qui avait été retenu pour le projet Linky.

Coût de pose des compteurs

Si EDF SEI et le consultant partagent les mêmes hypothèses quant aux coûts de main d'œuvre horaires et au temps de pose d'un compteur (en massif comme en diffus), leurs évaluations du coût de pose total diffèrent dans la mesure où EDF SEI prend en compte des surcoûts de deux natures :

- un surcoût relatif à la prise en compte des « activités de médiation » visant, selon l'opérateur, à préparer le déploiement, notamment par l'émission d'appels téléphoniques. Cette hypothèse a été communiquée par EDF SEI postérieurement à l'étude technico-économique et n'a donc pas pu être évaluée par le consultant.
- un surcoût relatif à la prise en compte des réinterventions « sur demande du client à la suite d'un défaut de pose ». Le nombre de ces réinterventions est estimé par l'opérateur à 2 % du nombre total de compteurs posés. Ce taux vient s'ajouter au taux de *clean up* mentionné plus haut.

Pour ce qui relève des coûts associés aux « activités de médiation », la CRE considère que le plan d'affaires d'EDF SEI contient déjà des coûts de « communication et information » en appui au déploiement d'un niveau adéquat et, qu'à ce titre, il n'est pas nécessaire de prendre en compte des coûts supplémentaires.

Pour les coûts supplémentaires relatifs à la prise en compte des 2 % de réinterventions « sur demande du client à la suite d'un défaut de pose », la CRE considère que ces cas de figure sont déjà comptabilisés dans le cadre de la prise en compte du taux de *clean up* mentionné plus haut. Dans ce contexte, la CRE envisage de ne pas retenir le surcoût présenté par l'opérateur.

Coût d'achat des concentrateurs

Pour ce qui relève des concentrateurs, le consultant propose de retenir, pour l'ensemble de la période de déploiement, des prix de matériel égaux à ceux auxquels Enedis achète ses propres concentrateurs.

EDF SEI, quant à lui, anticipe un surcoût sur le prix d'achat des concentrateurs. Ce surcoût est estimé sur la base de premiers échanges entre l'opérateur et un fabricant, et vise à prendre en compte les spécificités de son matériel par rapport aux appareils achetés par Enedis.

La CRE considère à ce stade que les spécificités demandées par EDF SEI ne justifient pas de retenir un prix d'achat différent de celui constaté aujourd'hui pour Enedis.

2.2.4 VAN résultant du projet

La CRE a recalculé la VAN du projet en tenant compte de l'ensemble des hypothèses détaillées aux paragraphes 2.2.2 et 2.2.3, à l'exception de celle portant sur la modification des chroniques de déploiement. A ce stade, la CRE n'a, en effet, pas été en mesure de finaliser l'évaluation de l'impact sur la VAN de la révision des trajectoires. Cette révision ne devrait toutefois pas avoir d'impact majeur sur la VAN du projet dans la mesure où les coûts et les gains identifiés seraient décalés de manière synchronisée.

La CRE envisage de retenir, *in fine*, les trajectoires de déploiement définitives qui lui seront communiquées par EDF SEI.

La prise en compte de l'ensemble de ces ajustements, à l'exception de la modification des chroniques de déploiement, conduit à une dégradation limitée de la VAN du projet d'EDF SEI, évaluée à près de + 477 M€, dont + 61 M€ au seul périmètre de l'activité distribution d'EDF SEI.

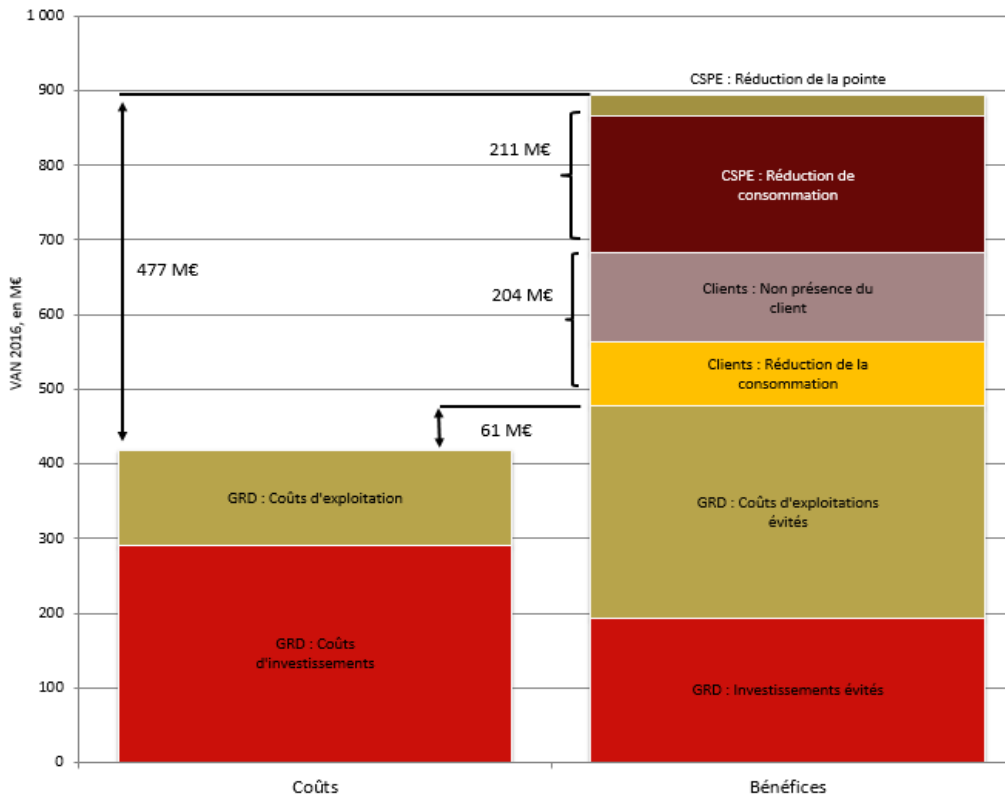


Fig. 4 Coûts et bénéfices pour l'ensemble des acteurs en tenant compte des ajustements envisagés par la CRE



Question 3 : Partagez-vous les résultats de l'étude technico-économique et les ajustements proposés par la CRE ?

3. MÉCANISME DE RÉGULATION INCITATIVE ET TRAITEMENT TARIFAIRE ENVISAGÉ

3.1 Mise en place d'un cadre de régulation incitative

3.1.1 Rappel du cadre de régulation incitative du projet Linky et du projet Gazpar

La CRE a défini dans sa délibération du 17 juillet 2014⁶ un cadre de régulation incitative pour le projet de comptage évolué Linky d'Enedis.

Cette régulation incitative prévoit notamment une prime incitative de rémunération de 300 points de base (pbs), attribuée aux actifs de comptage ainsi qu'un suivi régulier du projet sur les délais de déploiement, les coûts d'investissement et la performance des systèmes en termes de qualité du service rendu.

En cas d'atteinte des objectifs de délais, de coûts et de performances, Enedis bénéficie de l'intégralité de la prime de rémunération accordée. En revanche, toute dérive de la performance globale vient, au travers de pénalités, diminuer cette prime incitative.

Au-delà d'un certain seuil de contre-performance, la rémunération des actifs de comptage sera réduite en deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher. Dans ce cadre, le montant total des pénalités versées par Enedis au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra conduire à une rémunération globale du projet inférieure au taux de base diminué de 200 pbs.

Le cadre de régulation incitative du projet Linky prévoit également la couverture des coûts échoués liés à la dépose anticipée des compteurs existants pendant la phase de déploiement.

Le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué Gazpar de GRDF, défini dans la délibération du 17 juillet 2014⁷ repose sur des principes similaires.

3.1.2 Cadre de régulation envisagé

La mise en œuvre d'un projet de comptage évolué, du fait de son caractère exceptionnel dans ses dimensions techniques, industrielles et financières, génèrera des risques différents de ceux habituellement rencontrés par EDF SEI dans la conduite de son activité traditionnelle. La CRE considère que EDF SEI doit être responsabilisée et incitée à la bonne réussite du projet en termes de performances et de respect des coûts et des délais et qu'elle devra, à ce titre, assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives.

Dans ce contexte, la CRE envisage d'appliquer au projet de comptage évolué d'EDF SEI un cadre de régulation incitative proche de ceux mis en œuvre pour Enedis et GRDF pour leurs projets respectifs.

Cette régulation incitative comportera notamment une prime incitative de rémunération de 200 pbs assortie d'objectifs de respect de coûts, délais et performances du système. En cas d'atteinte de ces objectifs, EDF SEI conservera l'intégralité de la prime. En revanche en cas de dérive de la performance sur un ou plusieurs de ces objectifs, la prime incitative serait réduite, potentiellement en-deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher de - 100 pbs.

Le niveau de cette prime de rémunération a été évalué au regard de l'appréciation, par la CRE, du risque supporté par EDF SEI dans le cadre de ce projet. La CRE considère en effet que le niveau de risque technique de ce projet est significativement plus faible que celui supporté par Enedis au moment du lancement du projet Linky, dans la mesure où EDF SEI s'appuie largement sur une solution technique déjà éprouvée par Enedis car très largement déployée en métropole. Afin d'assurer une cohérence avec le niveau de prime envisagé, les objectifs de régulation incitative détaillés ci-après sont adaptés à la situation d'EDF SEI, et en particulier aux contraintes spécifiques auxquelles l'opérateur doit faire face sur les territoires où il intervient.

Régulation incitative des délais et des coûts d'investissement

Régulation incitative des délais de déploiement

La régulation incitative sur le respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet s'appliquerait sur la période 2018-2024.

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT<36kVA

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF

Comme pour Enedis, le suivi de la trajectoire des taux prévisionnels de déploiement de compteurs posés et communicants serait réalisé régulièrement pendant la période de déploiement. Une non-atteinte des taux de déploiement prévisionnels générerait des pénalités selon les modalités suivantes :

- le taux de déploiement de compteurs posés et communicants est un taux cumulé ;
- le taux de déploiement réel serait égal au rapport entre le nombre de compteurs posés et communicants d'une part et le parc réel de compteurs d'autre part. La prise en compte du parc réel de compteurs permettrait de tenir compte de l'évolution du parc pendant la durée du déploiement.

Le suivi serait réalisé à partir du début du déploiement et jusqu'à l'atteinte du taux de déploiement cible, dans une limite de deux ans après la date de fin théorique du déploiement, aux dates suivantes :

- au 31 décembre 2020, 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2024 ;
- puis au 31 décembre 2026, en cas de non atteinte du taux de déploiement cible au 31 décembre 2024.

A ces dates, le taux de déploiement réel est comparé au taux de déploiement prévisionnel. L'écart entre ces deux taux est appliqué au nombre de compteurs du parc réel à cette même date afin de déterminer le nombre de compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être.

La pénalité supportée par EDF SEI est alors égale au produit du nombre de compteurs non posés ou non communicants et d'une pénalité unitaire calculée comme le minimum entre le coût unitaire complet réel de l'ensemble des compteurs posés depuis le début du déploiement et le coût unitaire de référence.

Un retard en début de déploiement est pénalisé moins fortement qu'un retard en fin de déploiement afin de prendre en compte l'effet d'apprentissage de l'opérateur.

Les pénalités unitaires sont les suivantes :

Date de comparaison des taux de déploiement réalisé et prévisionnel	Pénalité unitaire (en % de la pénalité unitaire)
31 décembre 2020	4 %
31 décembre 2022	8 %
31 décembre 2024	12 %
Le cas échéant, 31 décembre 2026	16 %

L'illustration du mécanisme d'incitation au respect du calendrier de déploiement industriel envisagé par la CRE à ce stade est la suivante :

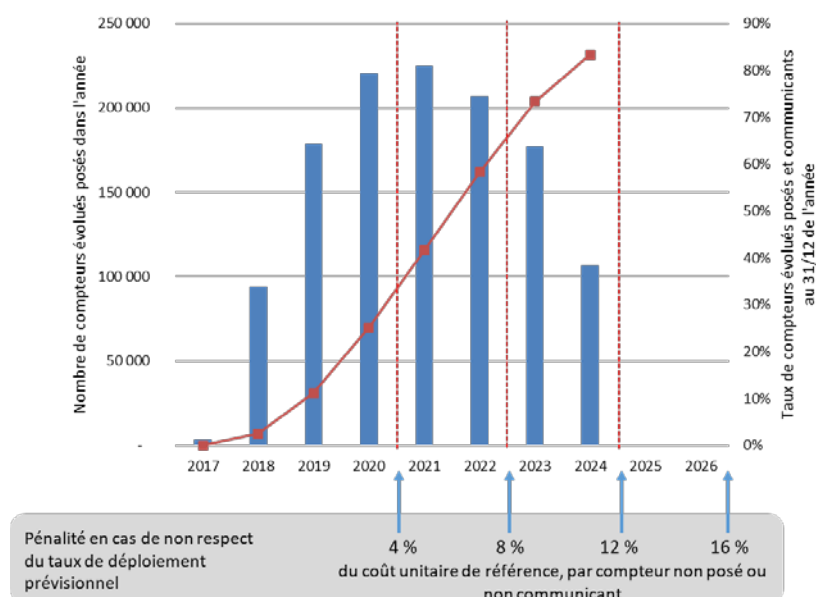


Fig. 5 Taux de déploiement cumulé et illustration du mécanisme de régulation incitative sur les délais

Les pénalités encourues seraient reprises à EDF SEI à travers un poste *ad hoc* du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de l'opérateur.

Les trajectoires prévisionnelles de taux de déploiement cumulés retenues par la CRE seraient celles figurant dans le plan d'affaires de EDF SEI, soit, à ce stade :

Date de comparaison des taux de déploiement réalisé et prévisionnel	Cible du taux de déploiement des compteurs évolués posés et communicants
31 décembre 2020	25,2 %
31 décembre 2022	58,3 %
31 décembre 2024	83,3 %

Ces trajectoires sont cohérentes avec un taux de déploiement de compteurs posés non-nécessairement communicants de 90 % à fin 2024.

Le cas échéant, le taux cible de déploiement des compteurs évolués posés et communicants au 31 décembre 2026 serait égal à 83,3 %.

Afin de veiller à ce que le respect du calendrier de déploiement ne se fasse pas au détriment de la qualité de la pose, la CRE envisage de mettre en place une incitation financière sur le taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement.

Elle envisage également de suivre, sans incitation, les indicateurs suivants :

- le taux de réclamations liées au déploiement ;
- le nombre de réclamations liées au déploiement.

La définition des indicateurs envisagés, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe du présent document.

Question 4 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour EDF SEI ?

Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter EDF SEI à réaliser les investissements liés au projet au meilleur coût pour la collectivité. Elle s'appliquerait sur la période allant de 2018 à la fin réelle du déploiement. La fin réelle du déploiement s'entend comme l'atteinte du taux de déploiement cible, dans la limite de 2 ans après la date de fin théorique du déploiement (i.e. 2024).

Les principes de la régulation incitative au respect des coûts prévisionnels des investissements de comptage seraient identiques à ceux définis pour le projet Linky. Toutefois, compte tenu du niveau de la prime incitative de rémunération envisagé à ce stade pour le projet d'EDF SEI, les paramètres associés à ce mécanisme seraient adaptés :

- le montant des investissements en actifs de comptage et en SI mis en service pendant la période de déploiement serait comparé à un coût de référence ;
- comme pour Enedis, la dépense d'investissement de référence serait calculée à partir d'un coût complet de référence, augmenté des dépenses d'investissements prévisionnelles de SI. Le coût complet de référence serait égal :
 - jusqu'en 2024 : au coût unitaire complet prévisionnel (compteurs, concentrateurs et autres coûts hors SI) des compteurs posés (non nécessairement communicants) pendant l'année, multiplié par le nombre de compteurs réellement posés, afin de prendre en compte l'évolution du parc pendant la durée du déploiement ;
 - pour les années 2025 et 2026, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible en 2024 : au coût unitaire complet prévisionnel (intégrant le coût de tous les actifs de comptage) des compteurs posés (non nécessairement communicants) pendant la dernière année de la période théorique de déploiement (i.e. 2024), multiplié par le nombre de compteurs réellement posés ;

- cette comparaison serait effectuée aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative sur les délais de déploiement :
 - au 31 décembre 2020 sur les années 2018 à 2020 ;
 - au 31 décembre 2022 sur les années 2021 et 2022 ;
 - au 31 décembre 2024 (sur les années 2023 et 2024) et, en cas de non atteinte du taux de déploiement cible à fin 2024, au 31 décembre 2026 (sur les années 2025 et 2026) ;
- à chaque date de calcul, le taux de performance (écart, en pourcentage, entre le montant réalisé et le montant de référence) retenu sera le taux de performance constaté depuis le début du déploiement à la date du calcul ;
- si le montant des investissements en actifs de comptage mis en service est supérieur au coût de référence :
 - pour les dépenses d'investissement réalisées pendant la période théorique de déploiement, la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération de base tel que défini au paragraphe 3.2.1 et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs ;
 - pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement (soit le 31 décembre 2024), la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur pendant la durée de vie de ces actifs ;
 - quelle que soit la date de réalisation des dépenses d'investissement :
 - la part des dépenses d'investissement comprise entre 100 % et 130 % du coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur pendant la durée de vie de ces actifs ;
 - la part des dépenses d'investissement comprise entre 130 % et 150 % du coût de référence serait rémunérée au coût de la dette en vigueur pendant la durée de vie de ces actifs ;
 - la part des dépenses d'investissement supérieure à 150 % du coût de référence ne serait pas rémunérée pendant la durée de vie de ces actifs.
- si le montant des investissements en actifs de comptage mis en service est inférieur ou égal au coût de référence :
 - pour les dépenses d'investissement réalisées pendant la période théorique de déploiement, la dépense réelle serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs. EDF SEI recevrait par ailleurs un bonus correspondant à l'application de la prime incitative sur l'écart entre la dépense d'investissement réelle et le coût de référence pendant la durée de vie de ces actifs ;
 - pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement, la dépense réelle serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur. En revanche, l'opérateur bénéficiera de l'application de la prime incitative sur l'écart entre la dépense d'investissement réelle et le coût de référence pendant la durée de vie de ces actifs.

Le schéma suivant illustre la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage envisagée par la CRE pour EDF SEI (pour un actif mis en service pendant la phase théorique de déploiement industriel) :

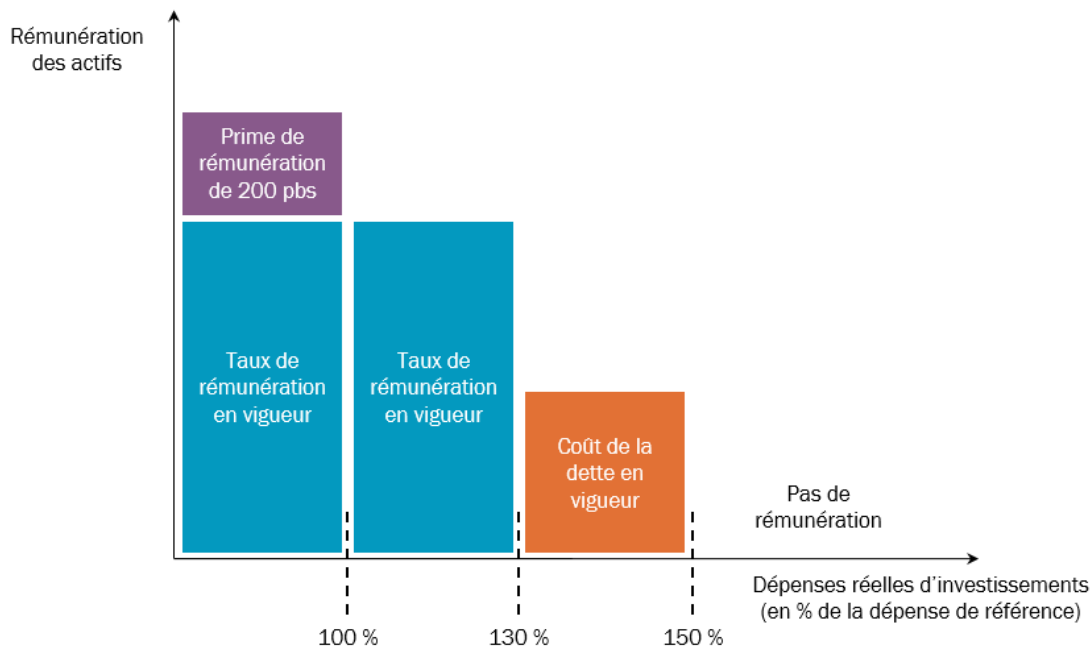


Fig. 6 Principe du mécanisme de régulation incitative sur les coûts d'investissement

En pratique, les incitations seraient calculées de la façon suivante :

- les dépenses effectives d'investissement entreraient dans la base d'actifs régulés (BAR) des actifs liés au projet de comptage évolué et bénéficieraient de la rémunération et de la prime incitative telles que présentées dans la présente consultation publique ;
- la BAR réalisée sera comparée à la BAR de référence ;
- la BAR de référence sera établie sur la base du nombre de compteurs effectivement mis en service chaque année, des coûts unitaires prévisionnels complets d'investissement de chaque année (compteurs, concentrateurs et autres coûts hors SI) et des coûts prévisionnels de SI. L'amortissement de la BAR de référence sera calculé au prorata de l'amortissement de la BAR réalisée ;
 - si la BAR réalisée sera inférieure à la BAR de référence, un bonus de 200 pbs sur l'écart sera octroyé à EDF SEI ;
 - si la BAR réalisée sera supérieure à la BAR de référence :
 - pour les actifs bénéficiant de la prime, une pénalité de - 200 pbs sera appliquée à l'écart ;
 - une pénalité supplémentaire égale à (taux de rémunération - coût de la dette) en vigueur au moment du calcul sera appliquée à la part de l'écart comprise entre 30 % et 50 % de la BAR de référence ;
 - une pénalité supplémentaire égale à taux de rémunération en vigueur au moment du calcul sera appliquée à la part de l'écart supérieure à 50 % de la BAR de référence ;
 - lors du dernier calcul, l'écart constaté entre la BAR réalisée et la BAR de référence sera utilisé pour fixer le montant des bonus/pénalités attribués sur la durée de vie restante de ces actifs.

De la même manière que pour la régulation incitative des délais de déploiement, les bonus ou pénalités générés par ce mécanisme seraient pris en compte à travers un poste *ad hoc* du CRCP de l'opérateur.

Question 5 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour EDF SEI ?

Incitations portant sur la performance du système de comptage évolué d'EDF SEI

Le niveau de qualité de service du système de comptage évolué d'EDF SEI est un élément essentiel, non seulement, pour l'amélioration du fonctionnement du système électrique, mais, également, pour la réalisation des gains relatifs aux interventions techniques et à la relève. Ces gains sont en effet directement proportionnels au niveau de performance du système de comptage. Un niveau de performance moindre qu'attendu aurait donc un impact significatif sur la valeur économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI.

Le mécanisme de régulation incitative sur le respect des niveaux de performance attendue serait constitué de cinq indicateurs faisant l'objet d'un suivi et d'une incitation financière à compter du début du déploiement industriel, soit au 1^{er} janvier 2018, en cas de non-atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donneraient lieu à des pénalités ou des bonus versés respectivement aux utilisateurs et à EDF SEI, à travers un poste *ad hoc* du CRCP d'EDF SEI en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

Ce mécanisme compléterait le mécanisme de suivi de la qualité de service d'EDF SEI envisagé par la CRE⁸. Ainsi, à partir du démarrage du déploiement industriel, EDF SEI serait incité financièrement sur le périmètre des compteurs évolués, mais resterait incité par ailleurs sur le périmètre des compteurs non communicants.

Les indicateurs donnant lieu à incitations financières envisagés seraient les suivants :

- taux de télé-relevés journaliers réussis ;
- taux de publication des index réels mensuels ;
- taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- taux de compteurs évolués sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ;
- taux de télé-prestations réalisées le jour *J* demandé par le fournisseur.

La CRE estime nécessaire de donner de la visibilité à EDF SEI sur le niveau de performance attendu lors du déploiement. En conséquence, la CRE envisage de définir la trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement massif, soit pour la période qui s'étend de 2018 à 2021. Par ailleurs, afin de tenir compte de l'effet d'apprentissage, les objectifs et les incitations financières seraient renforcés d'une année à l'autre pendant ces quatre années. A cet effet, la CRE envisage pour ces indicateurs de :

- fixer un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus. ;
- définir des niveaux d'incitations financières progressifs pour tenir compte du rythme de déploiement des compteurs évolués ;
- déterminer des valeurs « plancher » correspondant aux valeurs maximales du montant des pénalités financières. Ces valeurs seraient fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Au-delà de 2021, la CRE pourrait faire évoluer ce mécanisme sur la base du retour d'expérience pour la période de 2018 à 2021.

La régulation incitative de la qualité de service se poursuivrait au-delà de la fin de la phase de déploiement, de manière à s'assurer dans la durée du maintien voire de l'amélioration de la qualité du service rendu par les compteurs évolués.

La CRE envisage également de suivre, sans incitation, les indicateurs suivants :

- nombre de points de connexion BT \leq 36 kVA équipés d'un compteur ;
- nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué ;
- nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI ;
- délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI ;
- taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur ;
- taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais ;
- taux d'index estimés sur demandes de résiliation ;

⁸ Cf. consultation publique du 30 novembre 2017 n° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021, ainsi qu'au cadre de régulation associé.

- nombre de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation, par nature ;
- taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation.

La définition des indicateurs envisagés, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe du présent document.

Question 6 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative sur la performance du système de comptage évolué d'EDF SEI envisagé par la CRE ?

Encadrement global des incitations

La régulation incitative du projet de comptage évolué d'EDF SEI pourrait conduire, dans le cas d'une mauvaise performance de l'opérateur, à une rémunération du projet inférieure au taux de rémunération de base.

En d'autres termes, en cas de mauvaise performance, EDF SEI se verra appliquer une pénalité qui viendra diminuer la couverture normale de ses coûts. A l'inverse, en cas de bonne performance, EDF SEI recevra un bonus qui s'ajoutera à la couverture normale de ses coûts.

A l'instar du mécanisme mis en place pour le projet Linky, la CRE envisage de mettre en place un encadrement global des incitations liées au respect des délais de déploiement, des coûts d'investissement et à la performance des systèmes de comptage évolué.

Dans ce mécanisme envisagé, le montant total des pénalités au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra pas excéder 300 points de base de rémunération.

En conséquence, les effets de la régulation incitative incluant la prime incitative de rémunération de 200 points de base ainsi que les incitations sur le respect des délais, des coûts d'investissement et de la performance de compteurs évolués conduiront à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]⁹ et [-100 pbs].

3.2 Traitement tarifaire

3.2.1 Détermination des charges de capital

La CRE envisage à ce stade de retenir une méthode de rémunération qui incite EDF SEI à optimiser le couple quantité/coût de la dette en permettant à EDF SEI de conserver les éventuels gains liés à cette optimisation. En contrepartie, EDF SEI supportera les éventuelles contreperformances, par exemple si le coût de la dette effectif est supérieur au coût de la dette cible envisagé par la CRE.

Pour ce faire, la méthode de rémunération du projet de comptage retenue par la CRE est fondée sur un taux d'endettement financier normatif de 60 % pour le financement du projet de comptage.

Cette méthode de rémunération serait donc fondée sur les principes suivants :

- traitement des passifs concessifs relatifs aux compteurs dans le cadre de la méthode retenue pour la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour EDF SEI ;
- application à la BAR du projet de comptage évolué¹⁰ d'un taux de rémunération calculé sur la base d'une quantité et d'un coût de la dette cibles.

La CRE s'oriente pour la période 2018-2021 vers un taux de rémunération de 5,8 % (nominal, avant impôt) fondé sur un taux d'endettement financier normatif de 60 % et sur les niveaux des paramètres financiers et des paramètres relatifs à la fiscalité présentés dans la consultation publique N° 2017-017. Ce taux pourra être revu à l'occasion de chaque nouvelle période d'encadrement pluriannuel prévue pour la définition du niveau de dotation bénéficiant à EDF SEI au titre du FPE.

⁹ Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

¹⁰ Valeur nette comptable au 1^{er} janvier de l'année N des actifs liés au projet de comptage évolué d'EDF SEI mis en service sur la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre de l'année N-1 (dans la limite de l'année d'atteinte du taux cible de déploiement).

Pour rappel, les estimations des niveaux des paramètres financiers et des paramètres relatifs à la fiscalité présentées dans la consultation publique N° 2017-017 sont les suivantes :

Paramètres financiers et paramètres relatifs à la fiscalité	
Taux sans risque nominal	2,7 %
Prime de dette	0,6 %
Bêta de l'actif	0,34
Prime de risque de marché	5,0%
Déductibilité fiscale des charges financières nettes	75 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	30,69 %

Afin de permettre l'application de la méthode retenue dans le cadre du calcul du niveau de dotations au titre du FPE pour EDF SEI à la partie « hors comptage évolué » du bilan et de la méthode décrite ci-dessus à la partie « comptage évolué » du bilan, il serait nécessaire de scinder le bilan d'EDF SEI en deux parties.

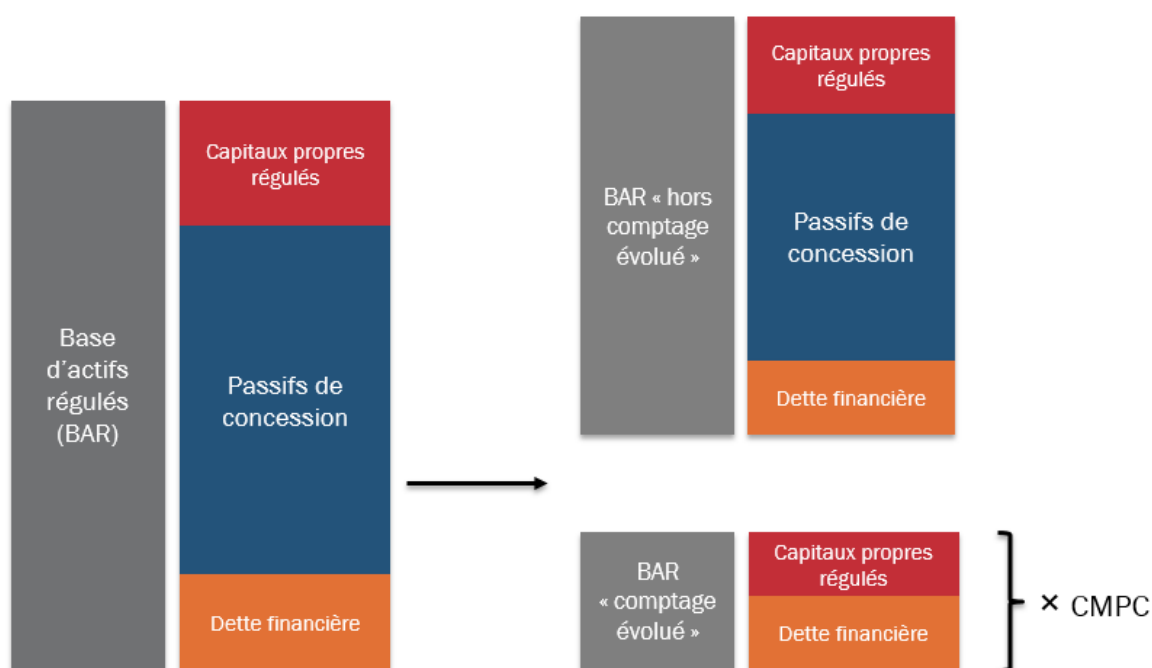


Fig. 7 Traitement tarifaire des actifs liés au système de comptage évolué d'EDF SEI

Concernant l'actif, EDF SEI devra pour ce faire distinguer en comptabilité la BAR liée au projet de comptage évolué ainsi que les amortissements correspondants.

Concernant les passifs concessifs, ceux-ci seraient intégralement affectés à la partie « hors comptage évolué » du bilan.

La répartition des passifs entre capitaux propres régulés et dette financière pour la BAR « hors comptage évolué » et pour la BAR « comptage évolué » est retenue à un niveau normatif :

- une répartition 60 % / 40 % dette financière/capitaux propres régulés pour la partie comptage évolué ;
- une répartition détaillée dans la consultation publique N° 2017-017 (paragraphe 4.3.2.1) pour la partie hors comptage évolué.

3.2.2 Détermination des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation modifiées par le projet de comptage évolué d'EDF SEI feront l'objet d'un suivi particulier, notamment à l'occasion de l'élaboration du niveau de dotations à EDF SEI au titre du FPE. Lors de chaque exercice pluriannuel, la CRE s'assurera que les trajectoires de charges d'exploitation présentées par EDF SEI sont cohérentes avec les trajectoires prévisionnelles de réduction de coûts et les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation du système de comptage.

3.2.3 Couverture tarifaire de la dépose anticipée des compteurs existants

Le remplacement par anticipation des compteurs existants par des compteurs évolués pendant la phase de déploiement entraînera des coûts, les compteurs existants n'étant pas tous totalement amortis lors de leur remplacement.

A ce stade, la CRE envisage d'aligner le traitement tarifaire de ces coûts sur le traitement comptable que retiendra EDF SEI.

Question 7 : Que pensez-vous du traitement tarifaire du projet de comptage évolué d'EDF SEI envisagé par la CRE ?

3.2.4 Impact sur le niveau de dotations au titre du FPE

Charges nettes d'exploitation

A ce stade, les estimations des charges d'exploitation supplémentaires et évitées liées au projet de comptage évolué à prendre en compte pour les années 2018-2021 sont les suivantes :

Charges nettes d'exploitation (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges d'exploitation additionnelles	9,0	7,0	3,3	- 0,6	4,7
<i>dont charges supplémentaires</i>	<i>11,5</i>	<i>11,4</i>	<i>11,3</i>	<i>11,5</i>	<i>11,4</i>
<i>dont charges évitées</i>	<i>2,6</i>	<i>4,4</i>	<i>8,0</i>	<i>12,1</i>	<i>6,8</i>

Par ailleurs, dans le cadre des travaux visant à déterminer le niveau de dotation à EDF SEI au titre du FPE pour la période 2018-2021, l'opérateur a demandé à la CRE la prise en compte, en 2018, de charges nettes d'exploitation réalisées sur la période 2014-2016 et estimées pour l'année 2017 relatives au déploiement du projet de comptage évolué¹¹.

Ces montants, qui n'avaient pas été identifiés au moment de la détermination du niveau de reversement à EDF SEI par Enedis dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, s'élevaient dans la demande révisée de l'opérateur qui a été communiquée à la CRE fin juin 2017, à + 8,4 M€.

Le montant associé à ces dépenses a ensuite été réévalué par EDF SEI à un niveau de + 6,8 M€.

Dans la mesure où ces charges relèvent exclusivement du projet de comptage évolué d'EDF SEI, la CRE envisage de ne pas les prendre en compte pour déterminer le niveau de dotation au titre du FPE pour 2018 *hors projet de comptage évolué* tel que présenté dans la consultation publique n° 2017-017 publiée simultanément à ce document, mais de les intégrer plutôt dans le cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué. A ce titre, il convient de les intégrer dans les charges d'exploitation supplémentaires liées à ce projet au titre de l'année 2018.

¹¹ Cf. Consultation publique du 30 novembre N° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021, ainsi qu'au cadre de régulation associé

Par conséquent, les charges d'exploitation supplémentaires et évitées totales liées au projet de comptage évolué d'EDF SEI seraient les suivantes :

Charges nettes d'exploitation (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges d'exploitation additionnelles - Total	15,8	7,0	3,3	- 0,6	6,4
<i>dont charges supplémentaires</i>	<i>18,3</i>	<i>11,4</i>	<i>11,3</i>	<i>11,5</i>	<i>13,1</i>
<i>dont charges évitées</i>	<i>2,6</i>	<i>4,4</i>	<i>8,0</i>	<i>12,1</i>	<i>6,8</i>

Charges de capital

Les charges de capital additionnelles à prendre en compte en lien avec le projet de comptage évolué d'EDF SEI comprendraient :

- les charges de capital liées aux actifs affectables au projet de comptage évolué ;
- la couverture des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs « anciens modèles » par des compteurs évolués, conformément au cadre de régulation envisagé ;
- les charges de capital évitées.

A ce stade, les trajectoires prévisionnelles de dépenses d'investissements, de BAR et de charges de capital correspondantes seraient les suivantes :

Dépenses d'investissements (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Dépenses d'investissements additionnelles	9,5	12,0	12,6	13,7	12,0
<i>dont dépenses d'investissements supplémentaires</i>	<i>27,5</i>	<i>36,9</i>	<i>44,1</i>	<i>45,8</i>	<i>38,6</i>
<i>dont dépenses d'investissements évitées</i>	<i>18,0</i>	<i>24,9</i>	<i>31,5</i>	<i>32,1</i>	<i>26,6</i>

Une partie des investissements évités présentés ci-dessus correspond aux dépenses d'investissements en lien avec l'arrêt métrologie qui devraient être engagées dans le cas où EDF SEI ne déploierait pas de système de comptage évolué.

Ces dépenses d'investissements ayant déjà été retranchées pour estimer le niveau de dotation prévisionnel présenté dans la consultation publique N° 2017-017, elles ne sont donc pas intégrées dans les investissements évités pour estimer le niveau prévisionnel de charges de capital additionnelles.

En conséquence, les dépenses d'investissements additionnelles à prendre en compte seraient les suivantes :

Dépenses d'investissements (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Dépenses d'investissements additionnelles	16,0	24,5	31,5	32,8	26,2
<i>dont dépenses d'investissements supplémentaires</i>	<i>27,5</i>	<i>36,9</i>	<i>44,1</i>	<i>45,8</i>	<i>38,6</i>
<i>dont dépenses d'investissements évitées, retraitées de celles afférentes à l'arrêt métrologie</i>	<i>11,5</i>	<i>12,4</i>	<i>12,6</i>	<i>13,0</i>	<i>12,4</i>

BAR « comptage évolué » au 01.01.N (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
BAR « comptage évolué »	14,3	37,9	68,2	102,6	55,8

Charges de capital (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges de capital additionnelles	3,0	6,5	11,3	16,8	9,4
<i>dont charges de capital comptage évolué</i>	4,7	9,4	14,8	20,5	12,3
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	0,0	0,3	1,1	2,4	1,0
<i>dont charges de capital évitées</i>	1,7	3,2	4,7	6,1	3,9

Niveaux additionnels de dotation liée au projet de comptage évolué

A ce stade, la prise en compte du projet de comptage évolué d'EDF SEI et du cadre de régulation envisagé par la CRE conduirait, sur la période 2018-2021, aux niveaux de charges additionnelles suivants :

Charges additionnelles relatives au projet de comptage évolué (en M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges additionnelles	18,7	13,5	14,6	16,2	15,8
<i>dont charges de capital supplémentaires</i>	4,7	9,7	15,9	22,9	13,3
<i>dont charges de capital évitées</i>	1,7	3,2	4,7	6,1	3,9
<i>dont charges d'exploitation supplémentaires</i>	18,3	11,4	11,3	11,5	13,1
<i>dont charges d'exploitation évitées</i>	2,6	4,4	8,0	12,1	6,8

La CRE considère que le niveau de ces charges doit être pris en compte dans la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, sur la période 2018-2021.

3.3 Clause de rendez-vous

La CRE envisage de mettre en place une clause de rendez-vous qui permettrait d'examiner les éventuelles conséquences de causes exogènes à EDF SEI ayant des effets significatifs sur l'équilibre économique ou sur le calendrier de déploiement du projet.

Les conséquences induites par ces causes exogènes ne seraient prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous.

Cette clause de rendez-vous serait activable dès l'entrée en vigueur de la délibération relative au projet de déploiement des compteurs évolués d'EDF SEI sur demande de l'opérateur ou à l'initiative de la CRE.

4. QUESTIONS

Q1 : Avez-vous des remarques sur le choix du système de comptage Linky comme solution à déployer dans les ZNI ?

Q2 : Êtes-vous favorable au calendrier de déploiement envisagé par EDF SEI ?

Q3 : Partagez-vous les résultats de l'étude technico-économique et les ajustements proposés par la CRE ?

Q4 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour EDF SEI ?

Q5 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour EDF SEI ?

Q6 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative sur la performance du système de comptage évolué d'EDF SEI envisagé par la CRE ?

Q7 : Que pensez-vous du traitement tarifaire du projet de comptage évolué d'EDF SEI envisagé par la CRE ?

5. MODALITÉS DE REPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE

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

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp5@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.42.56 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

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

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

6. ANNEXES

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE propose de demander à EDF SEI de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

6.1 Qualité de la pose

6.1.1 Indicateurs incités financièrement

6.1.1.1 Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement

Calcul	Numérateur : nombre de ré-interventions au cours de l'année Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés au cours de l'année Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018
Objectifs	Pour l'année 2018 : 3,5 % par an Pour l'année 2019 : 2,6 % par an Pour l'année 2020 : 1,8 % par an Pour l'année 2021 : 0,9 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les bonus sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2018 : - 17 000 € o pour 2019 : - 28 000 € o pour 2020 : - 33 000 € o pour 2021 : - 34 000 € - Le versement se fait au travers du CRCP

6.1.2 Indicateurs de suivi

6.1.2.1 Taux de réclamations liées au déploiement

Calcul	Numérateur : nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.1.2.2 Nombre de réclamations liées au déploiement

Calcul	Nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes dans le mois M Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2 Performance du système de comptage évolué

6.2.1 Indicateurs incités financièrement

6.2.1.1 Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	Numérateur : nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI

Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018
Objectifs	Pour les années 2018 et 2019 : 88 % par an Pour les années 2020 et 2021 : 90 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2018 : - 44 000 € o pour 2019 : - 145 000 € o pour 2020 : - 282 000 € o pour 2021 : - 432 000 € - Le versement se fait au travers du CRCP

6.2.1.2 Taux de publication des index réels mensuels

Calcul	Numérateur : nombre de séries d'index réels (i.e. télé-relevé jusqu'à J-5.) publiées mensuellement Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018
Objectifs	Pour les années 2018 et 2019 : 91 % par an Pour les années 2020 et 2021 : 95 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2018 : - 44 000 € o pour 2019 : - 145 000 € o pour 2020 : - 282 000 € o pour 2021 : - 432 000 € - Le versement se fait au travers du CRCP

6.2.1.3 Taux de disponibilité du portail internet « clients »

Calcul	Numérateur : nombre d'heures de disponibilité du portail internet « clients » durant la semaine S Dénominateur : nombre d'heures d'ouverture du portail internet « clients » durant la semaine S Fréquence de calcul : hebdomadaire Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Hors indisponibilités programmées et événements exceptionnels
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2019
Objectifs	Pour 2019 : 97 % par an Pour les années 2020 et 2021 : 98 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux moyen annuel est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de 23 000 € par année calendaire et par point en-dessous de l'objectif de référence - Les bonus sont de 23 000 € par année calendaire et par point au-dessus de l'objectif de référence - La valeur plancher annuelle des incitations pour la période 2019-2021 est de - 345 000 € - Le versement se fait au travers du CRCP

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

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

Objectifs	Pour les années 2018 à 2021 : 1,5 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de (4,5 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année <p>Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> o pour 2018 : - 29 000 € o pour 2019 : - 96 000 € o pour 2020 : - 188 000 € o pour 2021 : - 288 000 € <p>- Le versement se fait au travers du CRCP</p>

6.2.1.5 Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur

Calcul	<p>Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour J demandé par le fournisseur</p> <p>Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandés par le fournisseur le jour J</p> <p>Fréquence de calcul : mensuelle</p> <p>Fréquence de calcul des incitations : annuelle</p>
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018
Objectifs	<p>Pour les années 2018 et 2019 : 87 % par an</p> <p>Pour les années 2020 et 2021 : 89 % par an</p>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de (33 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de (33 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année <p>- Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> o pour 2018 : - 323 000 € o pour 2019 : - 1 060 000 € o pour 2020 : - 2 064 000 € o pour 2021 : - 3 165 000 € <p>- Le versement se fait au travers du CRCP</p>

6.2.2 Indicateurs de suivi

6.2.2.1 Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur

Calcul	<p>Nombre de points de connexion équipés d'un compteur (électromécanique, électronique classique ou évolués) actifs ou inactifs depuis moins de six mois</p> <p>Fréquence de calcul : mensuelle</p>
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.2 Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué

Calcul	<p>Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué</p> <p>Fréquence de calcul : mensuelle</p>
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.3 Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI

Calcul	<p>Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI</p> <p>Fréquence de calcul : mensuelle</p>
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018



6.2.2.4 Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI

Calcul	Numérateur : somme des délais (en jours) entre la pose des compteurs évolués et leur déclaration dans le SI Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.5 Taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur

Calcul	Numérateur : nombre de séries de données de consommation (index ou courbe de mesures) publiées par le SI dans le mois Dénominateur : nombre de séries de données de consommation à publier dans le mois Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.6 Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs évolués sans index télé-relevé depuis un délai : - de moins d'un mois - compris entre 1 et 2 mois, 2 et 3 mois, 3 et 4 mois, 4 et 5 mois, 5 et 6 mois - de plus de 6 mois Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.7 Taux d'index estimés sur demandes de résiliation

Calcul	Numérateur : nombre d'index estimés sur demandes de résiliation Dénominateur : nombre de demandes de résiliation Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.8 Nombre de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation, par nature

Calcul	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ou le fournisseur ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail, accès aux données, autres motifs) Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

6.2.2.9 Taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation

Calcul	Numérateur : nombre de réclamations liées aux données de consommations émises par des clients finals ou le fournisseur au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018