

Consultation publique de la CRE n°2017-018 du 30 novembre n°2017-018 relative au projet de déploiement des compteurs évolués d'EDF SEI

Réponse d'EDF – version publique

12 janvier 2018

En préalable, EDF souhaite rappeler que la décision finale d'engagement de ce projet sera soumise à l'approbation de ses organes de gouvernance interne lorsque la CRE aura délibéré sur les modalités de couverture proposées.

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

Un argumentaire a été fourni par EDF SEI à la CRE dès 2016 qui explique pourquoi ce choix a été fait pour les ZNI. Aucun élément ne nous semble avoir depuis remis en cause ce choix.

Pour rappel, EDF SEI s'appuie sur des matériels (compteurs, concentrateurs) similaires à Linky mais aussi sur le SI d'Enedis qui permet le déploiement, l'exploitation et la supervision du parc de compteurs. Ce choix repose sur les éléments suivants :

1. Le compteur Linky est compatible avec le parc installé d'EDF SEI, constitué des mêmes compteurs qu'Enedis (compteurs bleus électromécaniques et électroniques) : mêmes types de branchement, de dimensionnement, de tableau de comptage, de normes de métrologie et de sécurité électrique...
2. Le concentrateur est compatible avec les types de postes HTA-BT mis en place par EDF SEI, identiques à ceux d'Enedis ; de même pour la nature des départs basse tension alimentant les compteurs et supportant la technologie de communication CPL (G3) retenue par EDF SEI.
3. Les réseaux de téléphonie mobile de Corse et des DOM permettent globalement de relier ces concentrateurs aux SI centralisés d'EDF SEI et d'Enedis.
4. Les SI métiers d'EDF SEI sont déjà souvent mutualisés avec ceux d'Enedis pour ce qui concerne l'activité GRD, ce qui permet d'optimiser les interconnexions entre le système Linky et les SI d'EDF SEI (CRM, facturier...).
5. Le niveau de sécurité informatique assuré par le système Linky peut être implémenté de bout en bout aussi pour EDF SEI.
6. Les prix d'achats des matériels devraient pouvoir être proches de ceux d'Enedis, même si les différences entre les équipements et les volumes de l'ordre de 30 fois inférieurs à ceux d'Enedis font apparaître des surcoûts (cf. question sur le modèle économique et les coûts du projet).

Une expérimentation sur 1000 compteurs et 15 concentrateurs a été menée par EDF SEI en Martinique entre 2013 et 2015 et a confirmé la pertinence de ce choix.

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

Le calendrier proposé par EDF SEI est repris dans la présente consultation publique. EDF SEI en réalisera une mise à jour avant la fin du mois de janvier 2018. En effet, d'ici là, EDF SEI aura constitué un premier retour d'expérience sur la base des résultats d'appel d'offres relatifs aux premiers marchés de pose, ce qui lui permettra d'ajuster et fiabiliser sa trajectoire et sa stratégie de déploiement. Par ailleurs EDF SEI aura recalé la date de démarrage du projet pour tenir compte du décalage lié à la date plus tardive qu'initialement prévu de la détermination de la délibération de la CRE, qui constitue une donnée d'entrée pour la décision d'engagement d'EDF.

EDF souhaite que la nouvelle trajectoire ajustée qui sera transmise à la CRE fin janvier 2018 constitue la référence pour le mécanisme de régulation associé au compteur.

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

EDF souligne que l'étude technico-économique présentée dans la Consultation Publique ne constitue pas un business plan au périmètre d'EDF SEI. La réponse d'EDF SEI ne porte que sur les postes relatifs à son activité de GRD.

EDF ne peut pas se prononcer sur la totalité des résultats présentés par la CRE sur l'étude technico-économique car elle ne dispose pas de l'ensemble des données du modèle. A signaler cependant : les gains liés à la MDE semblent élevés au regard des usages électriques dans les DOM et de la consommation résidentielle actuelle moindre (comparée à celle de la métropole continentale ou au Royaume-Uni pris en référence dans le rapport associé à la consultation publique).

A- Hypothèses de gains

S'agissant des postes relevant de son périmètre d'activités en tant que GRD et plus précisément ceux relatifs au déploiement des compteurs de nouvelle génération, EDF SEI considère que la modélisation des gains doit être revue sur les 3 domaines suivants :

1. Les Pertes Non Techniques (PNT) :

Le calcul de la CRE a été réalisé sur la base de la part variable du TRV ; or les achats de pertes sont réputés réalisés à la part production des tarifs de vente et donc doivent être valorisés à ce coût unitaire.

Par ailleurs, il faut considérer une année pleine de fonctionnement pour enregistrer les effets de la pose de compteurs évolués, une partie de la réduction de pertes non techniques étant réalisée lors de la pose, et l'autre partie étant obtenue suite à l'analyse et au réajustement durable et pérenne des consommations et puissances souscrites. Par conséquent, en 2021, seul 25 % du parc de compteurs (c'est-à-dire la part communicante depuis un an) contribuera à la réduction des pertes non techniques.

Enfin, faute d'historique, EDF SEI partage l'hypothèse retenue par la CRE selon laquelle le projet pourrait aboutir à terme à une réduction des pertes non techniques de l'ordre de 20% (celles-ci représentant de l'ordre de 5% de l'énergie injectée).

EDF SEI accepte de retenir cette hypothèse pour le TURPE 5 mais souligne qu'il est difficile de réaliser une prévision sur l'évolution de ces pertes non techniques dans les ZNI, ces pertes étant souvent liées à des problématiques de branchements irréguliers sur lesquelles le compteur communicant est sans effet. Il conviendra donc d'introduire une clause de revoyure en 2021 pour réinterroger cette hypothèse et définir une trajectoire plus robuste.

=> Le gain pour le gestionnaire de réseaux sur les pertes non techniques ne peut donc excéder 1,8 M€ en 2021 [...] et la cible devra être revue pour les années suivantes en fonction d'une analyse partagée de la situation des pertes non techniques.

[...]

A l'éclairage de cette analyse, la dotation d'EDF SEI pour la période 2018-2021 ne peut intégrer d'autres gains que ceux relatifs à la réduction des pertes non techniques, et à condition que soient revues les modalités d'estimation comme exposé ci-dessus et qu'elles fassent l'objet d'une clause de revoyure en 2021. En complément, l'effet prix sur la valorisation des pertes, qui ne dépend pas directement de l'activité opérationnelle d'EDF SEI, doit être neutralisé et en ce sens, les écarts figurer au CRCP.

De surcroît, EDF souligne que les gains sur les pertes sont déjà intégrés dans la consultation sur la dotation FPE de SEI (consultation publique du 30 novembre 2017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE)) : ils ne doivent donc pas être comptabilisés en doublon. Nous comprenons donc que ceux-ci figurent donc dans cette délibération à titre purement indicatif mais qu'ils ne viendront pas en déduction de la couverture des opex du projet.

La trajectoire sur la période au-delà de 2021 devra être revue à l'issue de la période TURPE 5 pour tenir compte de la réalité des gains constatés et d'une prévision consolidée des gains futurs attendus sur les activités de relèves, de petites interventions techniques et de front office/back office (qui ne peuvent être que très hypothétiques à ce stade en l'absence de retour d'expérience) et des gains sur les pertes.

Enfin, EDF rappelle que les gains en investissements évités estimés par la CRE se concrétiseront à leur niveau réel puisqu'ils ne donneront pas lieu à rémunération.

De ce fait, les charges de capital relatives au compteur évolué devront être calculées sur la base des investissements réalisés par EDF SEI dans le cadre de ce projet et non d'investissements évités. Similairement, la dotation prévisionnelle doit porter sur la totalité des investissements prévisionnels compteur numérique, sans déduction d'éventuels investissements évités.

B- Hypothèses de coûts

EDF réitère son incompréhension face à la non prise en compte des surcoûts déjà constatés par EDF pour l'achat des premiers milliers de concentrateurs, et face à l'hypothèse de la CRE de disparition à venir de l'écart actuel entre les prix de compteurs pour ENEDIS et SEI. Cette position crée déjà une perte de rémunération potentielle dans la phase préliminaire du projet.

EDF souhaite que ses hypothèses soient prises en compte, à défaut de quoi la couverture des investissements d'EDF sera incomplète de manière certaine.

EDF ne revient pas sur les autres hypothèses du chapitre 2.2.3, néanmoins, sur les coûts de poses de compteurs, EDF souligne que les coûts de médiation ne sont pas assimilables à des coûts de communication (comme cela est indiqué dans la consultation publique), mais qu'ils correspondent à des coûts d'appels auprès de clients ayant fait part de leur refus de pose, par des personnes formées pour cela (médiateurs), dont il nous semble particulièrement important de tenir compte, compte tenu des échos sensibles du déploiement de Linky jusque dans les ZNI qui nous mènent à anticiper un taux de refus clients conséquent.

2. Concernant la structure du parc de comptage, le volume de compteurs posés en flux classique par EDF SEI ne correspond pas au résultat du parc reconstitué par le cabinet d'audit mandaté par la CRE. EDF rappelle que le flux observé de pose de compteurs annuels se situe entre 40 et 50 000 alors que la modélisation CRE se situe autour de 90 000/an. Ceci a en effet pour conséquence d'afficher une sur-estimation des investissements évités. Une analyse partagée complémentaire entre EDF SEI et la CRE sera nécessaire pour faire converger ces approches, empirique d'une part et reconstituée d'autre part.

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

La CRE évoque page 15 des comparaisons avec des nombres de compteurs non posés ou non communicants ce qui nous semble ambigu. EDF souhaite que l'unique point de comparaison soit fait sur le parc de compteurs communicants, selon les seuils explicitement présentés dans le tableau du haut de la page 16.

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

Pas de commentaire particulier, si ce n'est la prise en compte réaliste des coûts mentionnés par EDF (cf. question 3).

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

Comme déjà indiqué plus haut, du fait que la régulation définitive concernant EDF SEI ne sera publiée qu'en février 2018 au plus tôt d'une part, que le planning est en cours de recalage, et que plusieurs éléments clés de la solution EDF SEI ne seront pas encore en place à cette échéance (production des indicateurs calculés, portail Internet...), un démarrage des mécanismes de rémunérations incitatives dès janvier 2018 n'est pas réaliste au regard de la réalité du projet.

EDF propose en conséquence que la date de mise en œuvre des indicateurs soit calée à partir du planning qui sera remis à la CRE courant janvier 2018, et en tout état de cause pas avant le 1^{er} juin 2018.

Commentaire par critères décrits dans l'annexe :

A. Qualité de la pose

Taux de ré-intervention à la suite de la pose du compteur évolué lors du déploiement

- Calcul : le numérateur doit correspondre aux ré-interventions nécessaires créant un désagrément client, demandées par lui ou anticipées par EDF, excluant celles programmées pour rendre communicant ou mieux communicant les compteurs (clean-up).

Il est préférable de calculer le taux annuel comme la moyenne des données sur toute l'année, plutôt que la moyenne des 12 taux mensuels qui risquerait de donner une importance disproportionnée aux indicateurs des premiers mois alors qu'ils porteront sur des volumes plus limités.

- Objectifs : le taux proposé baisse fortement et rapidement.

EDF considère qu'une évolution plus réaliste devrait être retenue : 2018 3,5% / 2019 3% / 2020 2,5% / 2021 2%

- Incitations : la définition de V ne doit concerner que le flux de l'année en cours.

B. Performance du système de comptage numérique EDF

La référence à Linky doit être supprimée.

Taux de télé-relevés journaliers réussis

- Calcul : l'indicateur annuel comparé aux objectifs devrait être calculé comme la moyenne des taux quotidiens mesurés pendant l'année, car la moyenne des 12 taux mensuels risque là aussi de donner une importance injustifiée aux premiers mois de collectes portant sur peu de compteurs (2018 en fonction de la date de démarrage des indicateurs, 2019).

Taux de publication des index réels mensuels

- Périmètre : A limiter hors jours de montée de version SI

- Objectifs : le portail d'EDF SEI avec le suivi de consommation sera mis en place au 1er juin 2018.

Taux de disponibilité du portail Internet clients

La valeur plancher annuelle des incitations (valeur maximale des pénalités annuelles) de 345 000€ nous semble très importante, sans justification claire. Un montant de 230 000 € qui couvrirait déjà 10% d'indisponibilité nous semble déjà assez incitatif, et ce d'autant plus que l'espérance de gain « parfaite » est capée à 2% soit 46 000 € (mécanisme pas du tout centré).

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

- Objectifs : le taux cible est très bas dès 2018, EDF souhaite un taux objectif décroissant plus progressif démarrant à 2,5% en 2018 pour atteindre en effet 1,5% en 2021.

Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par « l'activité fournisseur de » EDF SEI

- Calcul : il serait préférable que le calcul annuel comparé aux objectifs soit fait sur la somme des télé-opérations réalisées divisée par les prestations télé-opérables demandées dans l'année plutôt que sur la base d'une moyenne des 12 moyennes mensuelles (au même poids) qui risqueront d'accentuer l'effet de télé-prestations peu nombreuses et encore peu fiables en début de période.

- Incitations : le 33€ fixe dès 2018 ou 2019 mériterait d'être progressif pour accompagner la fiabilité du système, sur le modèle de ce qui est proposé pour les pénalités unitaires vis-à-vis des délais de déploiement. Par exemple un facteur de 10€ en 2018, puis 15€ en 2019, 25€ en 2020 et 33€ en 2021.

- Indicateurs de suivi :

Une définition plus précise devra être partagée pour l'indicateur 6.2.2.4 (délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI).

Idem sur l'indicateur 6.2.2.5 qui fait référence à des nombres de séries de données publiées par le SI et à des transmissions au 'fournisseur'.

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

[...]

ooOoo