

Audition devant la commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité

Assemblée Nationale – 15 Octobre 2014

Monsieur le Président,

Madame la Rapporteuse, Mesdames et Messieurs les députés.

Avant d'aborder la situation d'aujourd'hui, il m'a semblé utile de rappeler en quelques mots dans quel contexte évoluent les tarifs réglementés de vente d'électricité depuis 2000.

Celui de l'ouverture progressive du marché qui a été complète le 1^{er} juillet 2007, en application de la directive européenne de 2003.

Cette ouverture a eu un effet premier celui de donner par la loi du 10 février 2000 et le décret du 26 juillet 2001 (puis celui du 14 août 2009) la responsabilité à la CRE de donner un avis sur les arrêtés tarifaires pris par les ministres de l'économie et de l'énergie.

Depuis cette date la CRE a eu à examiner 10 arrêtés tarifaires pour lesquels elle a dû vérifier que ceux-ci permettaient de couvrir pour la fourniture les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation ainsi qu'une marge raisonnable d'une part et les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE) d'autre part.

Le contexte d'une judiciarisation croissante de la question des tarifs réglementés.

Le premier recours devant le Conseil d'Etat a concerné l'arrêté du 12 août 2008, sept autres ont suivi. Le Conseil d'Etat a annulé totalement ou partiellement 3 arrêtés, deux recours sont pendants.

Je ne reviendrai pas sur chacun d'entre eux mais je souhaite simplement vous donner la jurisprudence actualisée des différentes décisions du Conseil d'Etat car c'est sur cette base que la CRE fonde ses avis.

Trois principes essentiels en ressortent.

Le principe de la couverture des coûts par tarif, celui de l'ajustement ou rattrapage et enfin celui de la convergence dans le cadre la loi NOME.

« Il appartient aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, pour chaque tarif, premièrement, de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs afférents à la fourniture de l'électricité à ce tarif, tel qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur l'année à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à cette même date, et troisièmement, d'ajuster le tarif s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarif et coûts, du fait d'une surévaluation ou d'une sous-évaluation du tarif, au moins au cours de la période tarifaire écoulée».

« Considérant qu'il résulte des termes mêmes de l'article L.337-6 du code de l'énergie (...) que le législateur a entendu organiser sur une période transitoire de cinq ans s'achevant le 31 décembre 2015, une convergence tarifaire propre à résorber l'écart structurel existant (...) entre le niveau des tarifs réglementés de l'électricité et les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché ;(...) les ministres compétents pour fixer les tarifs réglementés de vente de l'électricité doivent veiller à ce que les tarifs qu'ils arrêtent soient de nature à assurer, compte tenu des informations disponibles à la date de leur décision, la convergence voulue par le législateur ».

Ce qui précède, démontre, s'il en était besoin l'importance d'une bonne connaissance des coûts.

C'est pourquoi en 2013, la CRE a réalisé une analyse approfondie des coûts de production et de fourniture d'EDF .Ces travaux venaient en préparation de l'entrée en vigueur de deux dispositions importantes de la loi NOME renforçant les pouvoirs de la CRE : la proposition d'un prix de l'ARENH au gouvernement, à partir du 8 décembre 2013, et la proposition d'évolution des tarifs bleus, à compter du 1^{er} janvier 2016.

Par ailleurs, Mme Batho alors ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie avait souhaité que la CRE puisse réaliser cet exercice en examinant tant les coûts passés que futurs afin d'éclairer les choix du gouvernement.

Ce rapport que j'ai présenté à la Commission des Affaires économiques à la demande du Président François Brottes en juin 2013 a mis en lumière une hausse très significative des coûts, portée essentiellement par trois facteurs :

- La reprise des investissements dans l'outil de production et la mise en œuvre d'un lourd programme de grand carénage du parc nucléaire, dans la perspective de sa prolongation de durée d'exploitation ;
- Le recrutement massif dans les métiers du nucléaire pour faire face à d'importants départs à la retraite et assurer le maintien des compétences ;
- L'augmentation des coûts commerciaux en raison du déploiement du dispositif de certificats d'économie d'énergie et de l'augmentation des irrécouvrables, conséquence immédiate de l'augmentation de la précarité énergétique.

Sur la base des hausses tarifaires que nous avons calculées et publiées dans notre rapport, le gouvernement a proposé, deux hausses tarifaires successives de 5 % pour les clients bleus, la première qui a effectivement eu lieu au 1^{er} août 2013, la seconde, prévu pour le 1^{er} août 2014, qui a été récemment annulée par Madame Ségolène Royal ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

Bien que ces hausses importantes ne permettaient pas de couvrir les coûts comptables, la CRE avait tenu compte de leur caractère inédit et exceptionnel et n'avait pas formulé d'avis défavorable.

Cette année, nous avons procédé à une réactualisation de notre analyse. Je pourrai revenir dans le détail, si vous le souhaitez, sur les évolutions que nous avons relevées et qui figurent de manière exhaustive dans le rapport que je vous communiquerai à l'issue de mon intervention.

De façon générale, les grands fondamentaux ne sont pas bouleversés pour les trois années à venir, l'activité nucléaire restant le facteur d'évolution structurant des coûts de l'entreprise. Toutefois, divers effets conjoncturels sont mis en évidence :

- Une révision à la baisse des prévisions de dépenses d'investissement, grâce à un travail d'optimisation auquel EDF s'est livré l'année dernière pour la préparation de son grand carénage ;
- Partiellement compensée par la requalification de certaines charges d'exploitation en dépenses d'investissement, évolution qui avait déjà commencé l'année dernière, mais qui a encore pris de l'ampleur ;
- Une hausse modérée des coûts commerciaux, pour partie due à des effets réglementaires, et pour partie à une meilleure gestion du dispositif CEE.

Ces évolutions par rapport à l'exercice précédent illustrent deux choses :

- D'une part, la difficulté pour EDF d'estimer ses coûts futurs, difficulté qui sera encore renforcée par les incertitudes liées à la préparation et au contenu des quatrième visites décennales des 34 centrales du palier 900 MW ;
- D'autre part, l'existence de réels leviers d'actions dans l'entreprise, permettant de flexibiliser les dépenses et de maîtriser les coûts.

Ces deux aspects revêtiront une acuité toute particulière dans le cadre de l'exercice de fixation du prix de l'ARENH, puisque sa méthodologie de calcul repose pour partie sur la prise en compte de chroniques d'investissement et de coûts d'exploitation allant jusqu'en 2025. Cette échéance coïncide avec la fin du dispositif ARENH prévu par la loi NOME. Sur de telles échelles de temps, les facteurs d'incertitude technico-économique seront évidemment très significatifs

En réponse à certaines critiques qui avaient été émises à l'encontre de la CRE s'agissant de sa capacité à contrôler voire à réguler les coûts d'EDF, nous avons décidé de renforcer cette année cet aspect de notre analyse, même si nous considérons toujours qu'une telle mission devrait plutôt incomber à l'actionnaire qu'au régulateur sectoriel.

- En premier lieu, sur la question de l'affectation des coûts, nous avons effectué d'importants retraitements, dont les effets portent à la fois sur les coûts constatés des années 2012 et 2013, et sur les coûts prévisionnels pour 2014 ;
- En second lieu, nous avons demandé à EDF de clarifier le traitement de certains postes de coût, d'améliorer ses prévisions et de réaliser un audit approfondi de ses coûts commerciaux, le dernier datant déjà de 2011 et

n'ayant porté que sur leur affectation et non sur leur montant. En conséquence, dans l'attente des résultats de cet audit, nous avons décidé de limiter, pour le calcul des hausses tarifaires 2014 à 2016, la hausse des coûts commerciaux à 2,6 % par an.

Les dépenses d'investissement et les charges fixes et variables d'exploitation **devraient donc respectivement progresser à un rythme de +12,9 %, +1,5 % et +3,6 % par an, en léger ralentissement par rapport à la tendance mesurée au cours de la période 2007-2012, où les hausses étaient respectivement de +15,8 %, +5,1 % et +3,8 % par an.**

La CRE anticipe une relative stabilité du coût comptable prévisionnel de fourniture pour l'année 2014, qui ne progresse que de 0,6 %, avant de repartir à la hausse les années suivantes, à plus de 5 % par an.

En termes de hausse tarifaire, si nous étions restés dans le système de la couverture des coûts comptables il aurait été nécessaire d'appliquer, en 2014, + 5,6 % pour les clients bleus, (qui se décompose en 6,...) + 2,9 % pour les jaunes et + 4,2 % pour les verts.

La hausse de 5 % qui avait été prévue par le gouvernement l'année dernière n'aurait donc pas permis de couvrir les coûts comptables prévisionnels 2014, malgré une hausse contenue des coûts commerciaux et des coûts de production qui augmentent moins que ce qui était anticipé, puisqu'il ne progressent que de 0,5 % entre 2013 et 2014.

Enfin, puisque c'est sa responsabilité, la CRE a définitivement établi les coûts constatés au titre des années 2012 et 2013 et a calculé le manque à gagner pour EDF de l'absence de couverture des coûts par les tarifs pour ces deux années. Il s'élève à 1,136 Md€ et devra faire l'objet d'un rattrapage.

J'en viens maintenant à la réforme du mode de construction des tarifs, telle qu'elle a été annoncée par madame Ségolène Royal ministre de l'énergie, en anticipation des dispositions de la loi NOME.

La loi NOME a prévu la mise en place progressive de quatre dispositifs fondamentaux : l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, la suppression des tarifs jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016, le mécanisme d'obligation de capacité **et enfin la tarification par empilement**. Cette nouvelle organisation du marché de l'électricité emporte des conséquences importantes pour tous les acteurs du marché.

Elle transforme les équilibres économiques de l'activité de production d'EDF, elle accroît l'espace économique des fournisseurs alternatifs en vue d'accélérer leur développement et enfin, elle modifie les composantes de la facture du consommateur d'électricité.

On s'intéressera donc ici à la composante tarifaire, pour laquelle la loi a prévu la convergence progressive des tarifs, au plus tard à la fin de 2015, vers un empilement du prix de l'ARENH, du complément de fourniture d'électricité au prix de marché, des coûts d'acheminement de l'électricité, des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale.

En d'autres termes, il ne s'agit plus dans cette approche de couvrir les coûts comptables de l'opérateur historique EDF mais d'être représentatif des coûts que supporte un fournisseur alternatif pour construire ses offres de marché, compte tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. C'est à cette condition seulement qu'une concurrence efficace pourra se développer dans ce secteur.

Le gouvernement a souhaité mettre en œuvre dès le prochain mouvement tarifaire cette tarification par empilement.

En raison principalement de prix de marché déprimés, elle entraîne une forte limitation des hausses par rapport à celles qui sont obtenues par la couverture des coûts comptables.

C'est une situation tout à fait inédite sur le marché de l'électricité français qui résulte, outre de prix de marché bas, du renchérissement des coûts comptables à mesure qu'EDF déploie son programme d'investissement.

Afin de préciser ce dont on parle en évoquant des prix de marché bas, ils sont aujourd'hui autour de 42/43 euros, alors qu'ils étaient autour de 58/60 euros en 2011, mais de 22 euros lors de l'ouverture du marché en 2000.

A partir d'une méthodologie de calcul que la CRE a développée et amplement détaillée dans ce rapport il est possible de fournir une estimation des hausses qui seraient à réaliser en application de cet empilement de coûts. Il ne s'agit bien sûr

que d'une estimation à ce stade, puisque nos calculs ne couvrent pas notamment le cas des clients bénéficiant de tarifs spécifiques, notamment les tarifs à effacement (EJP et TEMPO). **Ainsi, pour une partie des clients aux tarifs bleus résidentiels, la hausse serait, en application de cette méthode, de + 1,6 %. Cette hausse est un minimum** et ne prend évidemment pas en compte les rattrapages tarifaires à réaliser au titre des années 2012 et 2013, dont j'ai parlé précédemment.

La tarification par empilement génère au moins deux effets principaux :

- D'une part, une certaine sensibilité aux variations des prix de marché, le résultat ne serait évidemment pas le même avec des prix à 58 ou à 22.
- D'autre part, s'agissant d'EDF, le fait pour cette méthode de ne plus reposer seulement sur ses coûts comptables aura pour effet, dans un premier temps, de réduire sa rémunération.

Dès lors, comme je l'avais d'ailleurs annoncé dans l'édition 2013 du rapport, la CRE s'est livrée à une analyse des conséquences de l'application de cette tarification sur les équilibres économiques et financiers d'EDF.

Tout d'abord il convient de souligner que les résultats de ces analyses sont très sensibles aux hypothèses retenues et que des données comme les prix de marché sont difficiles à appréhender sur les 10 prochaines années. **Au terme de ces analyses, nous relevons néanmoins un accroissement significatif de l'endettement de l'entreprise sur le périmètre production commercialisation France, conséquence essentiellement de la mise en œuvre du grand carénage.**

La situation pourrait d'ailleurs devenir préoccupante à cet égard si des efforts de maîtrise des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation n'étaient pas mis en œuvre et le deviendrait également si les prix de marché devaient rester durablement déprimés.

Je précise enfin que le niveau d'endettement d'EDF est fortement dépendant du niveau des dividendes versés aux actionnaires, qui s'élève actuellement à 60 % du résultat net de l'entreprise. C'est pourquoi les futures augmentations tarifaires, même si elles ont des effets positifs sur le résultat d'exploitation d'EDF et donc sur l'appréciation que les marchés peuvent avoir de la situation de l'entreprise, sont très largement absorbées par les prélèvements de l'État.

Voilà les éléments essentiels qui ressortent de ce rapport. Il s'agit là cependant d'un des aspects de la facture du consommateur, certes très important mais incomplet.

En effet la facture d'électricité d'un consommateur résidentiel se décompose de façon schématique en trois tiers qui varie un peu en fonction de l'abonnement et de la consommation. Environ 30% pour les réseaux (transport et distribution), 36% pour la fourniture (le tarif réglementé couvre ces deux composantes) et enfin 34% pour les taxes.

Il est à ce titre intéressant de regarder l'évolution de la facture hors taxe et toutes taxes comprises d'un consommateur au chauffage électrique, qui consomme 8500 Kwh par an, entre 2000 et 2014 . En euros constants cette facture a diminué d'environ 14%, alors qu'elle a augmenté à peu près de 5 % en toutes taxes. Et si l'on parle en euros courants, ce sont plus 10% en hors taxes et environ 34% en toutes taxes.

Parmi ces taxes il en est une qui est calculée chaque année par la CRE, la contribution au service public de l'électricité, CSPE, qui représente de 10 à 13 % de la facture TTC d'un consommateur résidentiel, et sur laquelle nous venons de terminer un rapport exhaustif.

Elle a été instaurée en 2003. Acquittée par l'ensemble des consommateurs d'électricité, elle vise à financer les charges résultant des missions de service public que la loi impose aux fournisseurs.

Ces charges sont constituées :

- 1) des surcoûts résultant des **politiques de soutien aux énergies renouvelables** et à la cogénération (*obligation d'achat et appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie*) ; ces surcoûts sont calculés comme la différence entre le tarif d'achat pour la filière considérée (ou le prix résultant de l'appel d'offres) et les prix de marché de gros de l'électricité ;
- 2) des surcoûts de production d'électricité dus à la **péréquation nationale** des tarifs dans les zones non interconnectées (ZNI), à *savoir les DOM, la Corse, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes ; les tarifs de l'électricité dans ces zones sont les mêmes que ceux appliqués en métropole continentale, alors que les moyens de production y sont beaucoup plus coûteux ;*

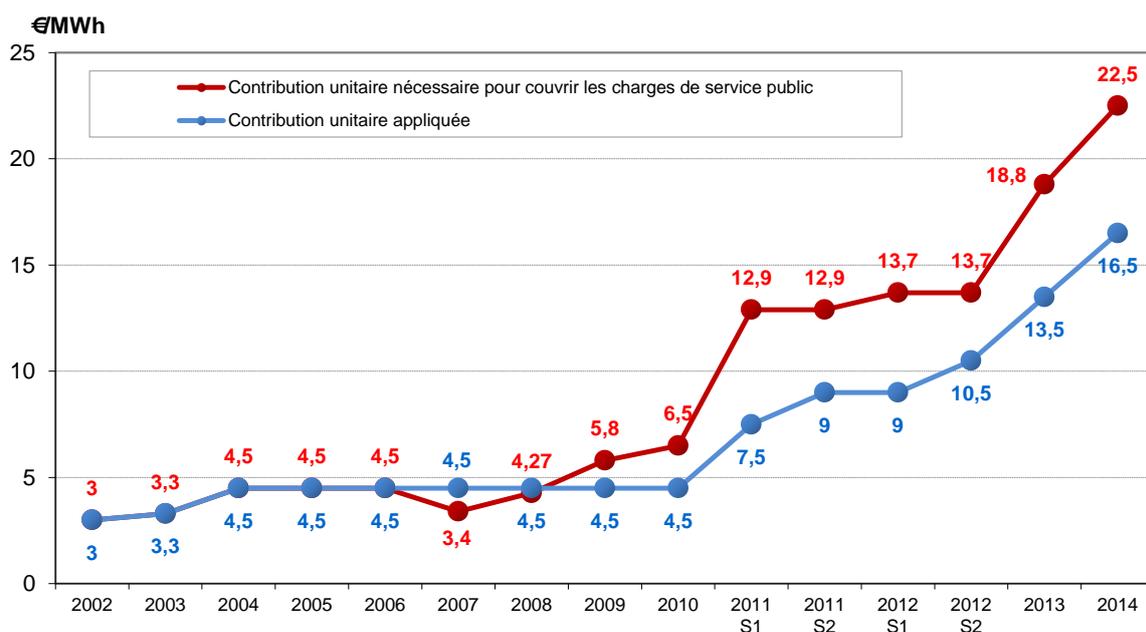
3) des charges liées à la mise en œuvre du **tarif de première nécessité** (TPN) en faveur des personnes en situation de précarité, ainsi qu'une partie de la contribution des fournisseurs aux fonds de solidarité logement.

La CSPE finance également le budget du médiateur national de l'énergie, les frais de gestion de la Caisse des Dépôts et le versement de la prime aux opérateurs d'effacement prévue par la loi.

La CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges prévisionnelles de l'année suivante, et le montant de la contribution unitaire permettant de les financer.

Jusqu'en 2010, la contribution unitaire était reconduite d'une année sur l'autre en l'absence d'arrêté du ministre ; elle a ainsi été maintenue à 4,5 €/MWh de 2004 à 2010.

Toutefois, depuis 2011, à défaut d'arrêté, la loi prévoit désormais que la proposition de la CRE entre en vigueur **dans la limite d'une augmentation de 3 €/MWh par an**. Dans le contexte d'une augmentation significative des charges de service public, ces dispositions ont conduit à appliquer à partir de **2009** un taux de CSPE inférieur au taux nécessaire pour couvrir les charges. Ce décalage s'est nettement aggravé depuis. **Ainsi, la CSPE en vigueur en 2014, à savoir 16,5 €/MWh, est inférieure de 6 €/MWh au niveau calculé par la CRE (22,5 €/MWh)**



Le déficit qui en résulte est exclusivement supporté par EDF. Il a progressé rapidement depuis 2009, et à la fin 2013, la dette s'élève à **4,3 milliards d'euros**. Un accord entre EDF et le gouvernement, matérialisé par un arrêté publié il y a quelques jours, prévoit la rémunération **des coûts de portage associés jusqu'à fin 2012**, à un taux de 5,3 %, soit 627 M€

Cette **dette devrait commencer à se résorber en 2015** et pourrait être apurée en quatre ans d'après nos dernières estimations, sous réserve que le rythme d'augmentation minimal de la contribution de 3 €/MWh par an soit maintenu.

Le sous-jacent de l'augmentation de la CSPE est l'augmentation des charges de service public qu'elle finance. Elles ont quadruplé entre 2003 et 2014, **passant de 1,4 milliards d'euros à 6,2 milliards d'euros**. Voici les principaux facteurs expliquant cette augmentation, que vous retrouverez intégralement décrit dans le rapport que je vous remettrai tout à l'heure.

Le montant total cumulé des charges de service public s'élève à 30 milliards d'euros au cours de la période 2003-2014.

S'agissant tout d'abord du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, le principal fait marquant a été la **bulle photovoltaïque**. Les tarifs d'achat particulièrement attractifs qui avaient été mis en place en 2006 et en 2010, et sur lesquels la CRE avait formulé un avis défavorable, ont conduit à un développement massif de la filière, dans un contexte de chute du coût des panneaux photovoltaïques. **Plus de 4 GW ont été installés en l'espace de 3 ans, ce qui génère aujourd'hui plus de 2 milliards d'euros de charges annuelles, soit 60 % des surcoûts liés aux énergies renouvelables**. La situation a été stabilisée à l'issue du moratoire de 2011. Le cadre de soutien actuel, basé sur des tarifs d'achat auto-ajustables pour les petites installations, et sur des appels d'offres pour des installations de moyenne et grande puissance, permet de réguler le développement de la filière et de répercuter au consommateur la baisse des coûts.

La filière éolienne a quant à elle bénéficié d'une grande stabilité de ses conditions de rémunération, dont la CRE a pourtant souligné à de multiples reprises qu'elles induisaient des rentabilités excessives pour les parcs bénéficiant des meilleures conditions de vent. Le ralentissement récent du développement de cette filière est principalement lié aux contraintes

réglementaires ; elles ont été en partie levées, et on s'attend désormais à une reprise de son développement dès cette année.

La filière cogénération, qui représentait la majorité des charges à l'origine du dispositif, a elle aussi bénéficié de conditions de rémunération avantageuses. Les contrats d'achat de la plupart des installations sont arrivés à échéance en 2012. Certaines dispositions réglementaires leur permettent toutefois, sous réserve de la réalisation d'investissements de rénovation représentant 50 % de l'investissement dans une installation neuve, de bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. Les installations de plus de 12 MW bénéficient quant à elle d'une prime *ad hoc*. Ces installations, pourtant déjà largement rentabilisées, restent donc dans le cadre subventionné de la CSPE.

La baisse du prix de marché de gros de l'électricité observée au cours des dernières années a également joué un rôle dans l'augmentation de ces charges, puisque ce prix sert de référence pour le calcul des surcoûts. **Une baisse de 1 €/MWh du prix de marché induit une augmentation des surcoûts de l'ordre de 60 M€**

S'agissant maintenant de la péréquation tarifaire dans les ZNI, les charges ont progressé régulièrement, **passant de 410 M€ en 2003 à 1,7 milliards d'euros en 2014**. Les principales raisons de cette augmentation sont (i) l'augmentation de la consommation électrique et (ii) l'augmentation des prix de combustible, puisque le parc de production dans ces zones est majoritairement composé de moyens thermiques. La revalorisation du taux de rémunération du capital investi dans les moyens de productions, qui est passé en 2006 de 7,5 % à 11 %, a également joué, pour un montant total d'environ 250 M€ sur la période 2006-2013.

Le développement des énergies renouvelables, et principalement du solaire, a été rapide dans les ZNI entre 2011 et 2012, mais il s'est ralenti depuis. Le seuil de pénétration maximal de 30 % des énergies fatales à caractère aléatoire, au-delà duquel les installations peuvent être déconnectées, est la principale raison de ce ralentissement.

S'agissant enfin des dispositions sociales en faveur des ménages en situation de précarité, le montant des charges a progressé suivant l'augmentation du nombre

de bénéficiaires. Il représente désormais 350 M€ en 2014, soit 6 % du montant total des charges.

Le dispositif sous sa forme actuelle est toutefois d'une grande complexité : il implique de nombreux acteurs et le croisement de bases de données importants, ce qui le rend partiellement inopérant. La CRE est favorable à une simplification des dispositifs d'aide aux ménages en situation de précarité énergétique.

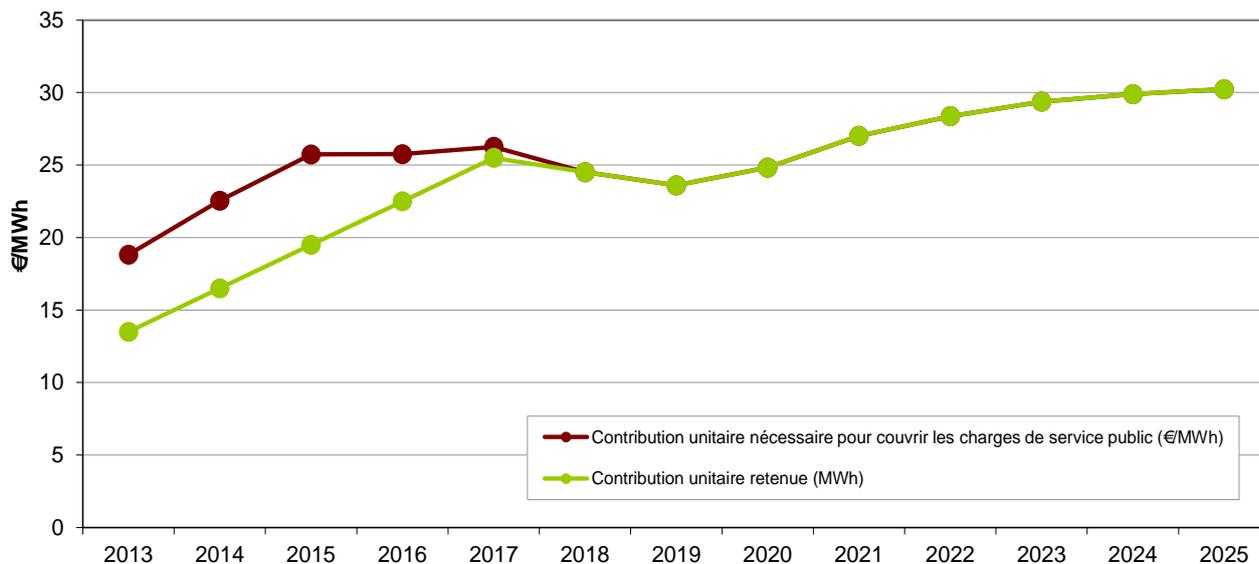
Je souhaiterais maintenant vous présenter les principales conclusions de l'analyse prospective d'évolution de la CSPE à horizon 2025 à laquelle s'est livrée la CRE. Cet exercice se fonde sur un ensemble d'hypothèses, sur lesquelles je pourrai revenir si vous le souhaitez.

Les charges de service public devraient croître régulièrement sur la période, pour atteindre près de 11 milliards d'euros en 2025. Le montant total cumulé des charges de service public entre 2014 et 2025 s'élève à **100 milliards d'euros** courants.

Le poids du passé est prépondérant dans ces charges, puisque **60 % sont liées au parc actuellement en service**, ou à des décisions d'investissement passées. Le parc photovoltaïque installé à fin 2013 devrait générer à lui seul 25 milliards d'euros de surcoûts sur cette période.

Les charges liées à de nouvelles installations résultent en grande partie de la mise en service des parcs éoliens en mer lauréats des deux derniers appels d'offres, puisqu'ils devraient représenter 10 milliards d'euros de charges jusqu'en 2025. La construction de nouveaux moyens de production dans les ZNI pour répondre à l'équilibre offre-demande devrait quant à elle conduire à un montant total de charges de 3,8 milliards d'euros.

Dans ce scénario, l'augmentation annuelle de la contribution unitaire est capée à 3 €/MWh jusqu'en 2017, où elle atteint 25,5 €/MWh. En 2025, la CSPE devrait atteindre 30 €/MWh.



Je terminerai en évoquant la question du recouvrement de la CSPE, et de la mise en œuvre des mécanismes d'exonération des entreprises électro-intensives. Ces opérations sont assurées par la Caisse des Dépôts sous la supervision de la CRE. Les enjeux financiers sont considérables : **plus de 5 milliards d'euros** ont été recouverts en 2013, et les diverses exonérations de CSPE représentent quant à elles un montant total d'environ **1 milliard d'euros**.