

Dé**R**ryptages

La lettre de la Commission
de régulation de l'énergie (CRE)



Dossier p. 4

Prix de l'électricité :
les **rapports** de la CRE
sur les **tarifs réglementés**
et les **charges** de service public

Actualités

p. 2 REMIT : les actes d'exécution votés
par les Etats membres
La fin des tarifs réglementés
pour les professionnels en trois minutes

Parole à...

p. 10 Éric Brousseau,
Professeur à l'Université Paris-Dauphine
et directeur scientifique de la Chaire
« Gouvernance et régulation »

Vue d'Europe

p. 12 Vers l'achèvement du marché intérieur

LA CRE A RENDU PUBLICS LE 15 OCTOBRE DEUX RAPPORTS DÉTAILLÉS SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ : L'UN TRAITÉ DE LA QUESTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE – TARIFS AUXQUELS SONT ABONNÉS 28 MILLIONS DE CONSOMMATEURS – ET L'AUTRE DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ (CSPE) – PAYÉE PAR TOUS LES CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ. LES ANALYSES QUE MÈNE LA CRE LUI SONT INDISPENSABLES POUR RENDRE SES AVIS SUR LES ARRÊTÉS TARIFAIRES ET POUR COMPRENDRE DANS LE DÉTAIL LA DÉFINITION DES TARIFS. EN EFFET, À COMPTER DU 7 DÉCEMBRE 2015, LA CRE NE RENDRA PLUS D'AVIS SUR LES ARRÊTÉS TARIFAIRES PRIS PAR LE GOUVERNEMENT MAIS PROPOSERA AUX MINISTRES CONCERNÉS LES TARIFS POUR LES CLIENTS AUX TARIFS BLEUS – LES TARIFS JAUNES ET VERTS ÉTANT SUPPRIMÉS.

Prix de l'électricité : les rapports de la CRE sur les tarifs réglementés et les charges de service public

Le rapport sur les tarifs d'électricité



Le rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité publié en octobre par la CRE présente une mise à jour de son analyse publiée en juin 2013 sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF. Il s'est inscrit dans un contexte de changement de méthode de calcul des tarifs réglementés, le gouvernement ayant souhaité anticiper dès 2014 le passage de la méthode tarifaire dite de « couverture des coûts comptables » d'EDF vers la méthode dite par « empilement » prévue par la loi NOME.

Un décret fixant cette nouvelle méthode de calcul par empilement a été adopté le 28 octobre 2014. Il s'agit dans cette approche de définir un tarif représentatif des coûts que supporte un fournisseur alternatif pour construire ses offres de marché, compte tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Elle traduit la volonté du législateur de rendre contestables les tarifs réglementés.

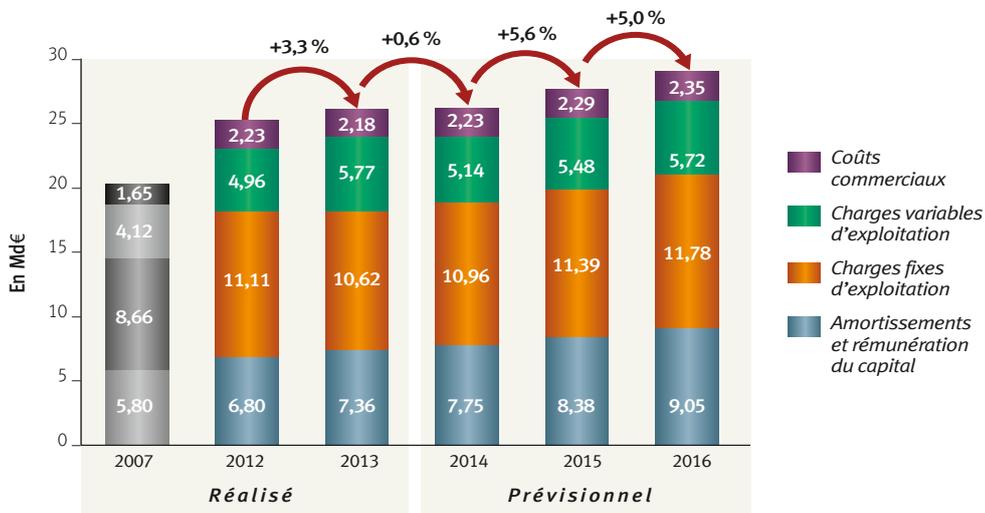
Dans le contexte de ce changement de méthode, la CRE présente, d'une part une analyse des coûts de fourniture d'EDF au regard de la méthode comptable et d'autre part un examen des effets de la mise en œuvre de la nouvelle méthode par empilement.

En outre, en réponse à certaines critiques émises à son encontre lors de la publication de son rapport 2013, la CRE rappelle qu'il ne lui appartient pas d'encadrer les coûts d'EDF – cette compétence relève de son actionnaire – mais d'en constater le montant et d'en vérifier les modalités d'affectation aux tarifs réglementés de vente. À ce titre, elle a approfondi certains aspects de son analyse. Ainsi, sur la question de l'affectation des coûts, la CRE a 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. Elle a également 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.

Les coûts comptables de fourniture d'EDF s'accroissent à un rythme de 5 % par an à partir de 2015

La publication du décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 a marqué l'entrée en vigueur de la méthode de calcul des tarifs par empilement. Auparavant, pour rendre un avis au gouvernement sur l'évolution annuelle des tarifs envisagés, la CRE utilisait la méthode de couverture des coûts comptables

Évolution des coûts annuels de production et de commercialisation d'EDF



La CRE estime qu'en 2014 l'augmentation du coût comptable devrait être modérée (+0,6 %), avant de repartir vers une hausse d'un peu plus de 5 % par an.

de fourniture d'EDF. L'analyse des tarifs réglementés de vente reposait ainsi sur la prise en compte des coûts de production et de commercialisation d'EDF, intégrant une rémunération des capitaux. Dans son rapport, la CRE présente une analyse de l'évolution de ces coûts à l'horizon 2016.

Les coûts de production d'EDF sont en croissance de 3,8 % en 2013 par rapport à 2012. Ils devraient augmenter de 0,5 % en 2014 par rapport à 2013. Ces augmentations sont dues, entre autres, à l'activité nucléaire d'EDF, facteur d'évolution structurant des coûts de l'entreprise. Les dépenses d'investissement devraient croître de près de 13 % d'ici 2016 en raison du déploiement progressif du grand carénage, ce vaste programme d'investissement dans les centrales nucléaires. Cependant, les chroniques de dépenses prévisionnelles d'investissement communiquées par EDF sont revues à la baisse par rapport à celles présentées en 2013. EDF a mis en œuvre des actions de maîtrise des coûts et de lissage de sa charge industrielle et financière. L'entreprise a également revu la répartition des coûts entre charges d'exploitation et investissement, allégeant les premières qui ne progressent plus que de 1,7 % par an, au détriment des secondes.

S'agissant des coûts de commercialisation d'EDF, et dans l'attente des résultats de l'audit qu'elle a demandé à EDF, la CRE retient une hausse modérée de 2,6 % par an à compter de 2014. Sur la période 2008-2012, une forte hausse de 30 % avait pu être observée. Les coûts commerciaux connaissent des variations significatives, notamment sous l'effet d'évolutions réglementaires dont le Comité de règlement des différends et de sanctions (CoRDIS) de la CRE est à l'origine. Le CoRDIS a en effet

rendu une décision qui impose que la part des coûts d'acheminement d'une facture impayée n'est plus à la charge du fournisseur d'électricité mais du gestionnaire de réseau. Par ailleurs, la CRE mènera prochainement des analyses détaillées des coûts de commercialisation, l'activité commerciale revêtant désormais une sensibilité particulière dans le contexte de la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts pour les clients professionnels, prévue pour fin 2015. Les analyses porteront notamment sur le montant de ces coûts et sur leur bonne allocation entre les activités tarifaires d'EDF et ses activités sur le marché libre.

La tarification par empilement est sensible aux prix de marché et réduit la rémunération d'EDF

La loi du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) a prévu la mise en place progressive de quatre dispositifs fondamentaux pour développer une concurrence efficace entre fournisseurs d'énergie. Il s'agit de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), de la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016, du mécanisme d'obligation de capacité et enfin de la tarification par empilement au plus tard avant fin 2015.

La construction tarifaire par empilement reflète les coûts supportés par un fournisseur alternatif pour approvisionner les clients de son portefeuille. Elle doit ainsi assurer la contestabilité des tarifs réglementés par les concurrents d'EDF. L'empilement se compose des éléments suivants :
– un coût d'approvisionnement en énergie payé au prix de l'ARENH ainsi qu'un complément de fourniture d'électricité au prix de marché ;

En 2014, l'approvisionnement en électricité des fournisseurs alternatifs se compose de **77 %** d'ARENH et de **23 %** d'énergie achetée sur le marché de gros.

Le dossier de la CRE

- un coût d'acheminement de l'électricité ;
- un coût de commercialisation qui inclut une rémunération normale.

Les effets de la tarification par empilement sont doubles. D'une part, elle est sensible aux variations de prix de marché, puisque la part marché représente près de 15 % d'un tarif bleu résidentiel hors taxes. Ainsi, lorsque les prix de marché sont bas, les évolutions tarifaires sont moindres. D'autre part, elle réduit la rémunération d'EDF, du fait notamment de prix de marché bas.

Par ailleurs, sur la base d'un scénario de référence établi à partir du projet industriel communiqué à la CRE par EDF qui ne prévoit pas de fermeture de réacteur nucléaire d'ici 2025 ainsi que sur des hypothèses d'évolution des coûts et des prix de marché, il apparaît un accroissement important de l'endettement pour les activités de production et de commercialisation d'EDF au périmètre France d'ici 2025, conséquence d'un lourd programme d'investissement et de prix de marché déprimés à court et moyen terme. Les ratios d'endettement, relativement significatifs dans ce scénario, qui présuppose déjà une meilleure maîtrise des charges d'exploitation et anticipe un redressement rapide des prix de marché après 2017, pourraient devenir préoccupants si l'une de ces deux hypothèses ne se vérifiait pas.

Une évolution des tarifs d'électricité limitée au 1^{er} novembre 2014 grâce à la méthode par empilement

En juin dernier, le gouvernement a souhaité accélérer la mise en œuvre de la tarification par empilement

pour le mouvement tarifaire de l'année 2014 afin de limiter les hausses par rapport à celles obtenues par la couverture des coûts comptables (cf. tableaux). Cette décision s'explique du fait de prix de marché déprimés : ils sont actuellement à environ 42,5 €/MWh contre environ 51 €/MWh en 2010 au moment du vote de la loi NOME.

Ainsi, au 1^{er} novembre, les évolutions moyennes s'élèvent à + 2,5 % pour les tarifs bleus résidentiels, -0,7 % pour les tarifs bleus professionnels, +2,5 % pour les tarifs jaunes et +3,7 % pour les tarifs verts. Ces évolutions incluent une partie du rattrapage à effectuer au titre des années 2012 et 2013 qui représente un défaut de couverture des coûts de fourniture d'EDF sur ces deux années de 1,136 M€ : 0,9 % sur les tarifs bleus résidentiels, soit environ 15 % du montant total pour l'ensemble des tarifs bleus (941 M€) ; 0,9 % sur les tarifs jaunes, soit environ 50 % du montant total pour les tarifs jaunes (68 M€).

Dans son avis du 30 octobre 2014 sur le projet d'arrêté tarifaire, la CRE a noté que l'évolution envisagée des tarifs bleus et jaunes, hors rattrapage tarifaire, permettait d'atteindre la contestabilité tarifaire moyenne. Concernant les tarifs verts, la CRE ne disposant pas des données nécessaires ni du modèle qui lui auraient permis de déterminer l'évolution tarifaire à effectuer pour assurer la contestabilité, elle n'a pas pu constater si le niveau des tarifs par empilement était suffisant. Elle a par ailleurs indiqué que les rattrapages tarifaires restant à réaliser sur les tarifs jaunes et verts devraient l'être avant le 31 décembre 2015, date marquant la disparition de ces tarifs. ■

+2,5 %

Hausse moyenne des tarifs d'électricité
au 1^{er} novembre pour les clients résidentiels au tarif bleu.

Empilement versus coûts comptables : des hausses tarifaires variées selon la méthode

Avec la tarification par empilement, la CRE a estimé qu'une hausse minimum de 1,6 % pour les clients résidentiels était nécessaire en 2014. Si le système de couverture des coûts comptables avait été conservé, cette hausse aurait été de 6,7 %. Ces hausses ne tiennent pas compte d'une insuffisance de 1,136 Md € de couverture des coûts par les tarifs pour les années 2012 et 2013.

	Tarification par empilement		
	2014	2015	2016
Bleu RES hors EJP et Tempo	1,6 %	1,5 %	2,0 %
Bleu Pro hors EJP, Tempo et EP	-0,7 %	0,9 %	1,8 %
Jaune (ENT 1)	-0,1 %	1,1 %	n/a
Vert (ENT 3)	2,0 %	1,6 %	n/a

	Tarification par coûts comptables		
	2014	2015	2016
Bleu résidentiel	+6,7 %	+3,5 %	+3,3 %
Bleu non résidentiel	+1,3 %	+3,6 %	+3,3 %
Bleu total	+5,6 %	+3,5 %	+3,3 %
Jaune	+2,9 %	+3,7 %	
Vert	+4,2 %	+4,4 %	



La facture TTC en euros courants d'un consommateur au chauffage électrique qui consomme 8 500 kWh par an a augmenté de 34 % entre 2000 et 2014. Hors taxes, cette facture n'a augmenté que de 10 %. (Audition à l'Assemblée nationale de Philippe de Ladoucette, président de la CRE, devant la commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité, le 15 octobre 2014) © EDF, Julia Baier.

Le rapport sur la **contribution au service public de l'électricité**



La CRE a réalisé une étude exhaustive sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Cette taxe est payée par tous les consommateurs d'électricité, au prorata de leur consommation, et représente 13 % de la facture TTC d'un consommateur résidentiel moyen en 2014. Elle sert à financer les charges résultant des missions de service public que la loi impose aux fournisseurs, telles que la politique de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, la péréquation nationale des tarifs dans les zones non interconnectées (ZNI) à la métropole et le tarif social de l'électricité, appelé « tarif de première nécessité » (TPN).

Créée en 2003, la CSPE a connu des évolutions notables. Elle suscite aujourd'hui des interrogations quant à son encadrement et à sa gouvernance. C'est pourquoi la CRE, qui calcule et propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges de service public et le niveau de contribution permettant de les couvrir, a jugé utile de publier une analyse à la fois rétrospective (2002-2013) et prospective (2014-2025) de ces charges.

Les charges de service public ont quadruplé entre 2002 et 2013

Les charges de service public, financées par la CSPE, ont presque quadruplé entre 2002 et 2013, passant de 1,4 Md€ à 5,3 Md€. Sur cette période, le montant cumulé des charges s'élève à 30 Md€. Plusieurs facteurs expliquent ces augmentations.

Tout d'abord, **le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération** représente 19 Md€ de surcoûts entre 2002 et 2013. Près de la moitié relève du soutien à la filière cogénération, et le soutien à la filière photovoltaïque atteint plus du quart des surcoûts totaux en seulement quatre ans de développement. Le quart restant est réparti pour moitié entre l'éolien terrestre et l'ensemble des autres filières soutenues.

La filière cogénération a bénéficié de conditions de rémunération avantageuses, malgré plusieurs avis défavorables de la CRE. En outre, les installations dont le contrat d'achat arrive à échéance bénéficient de dispositions qui leur permettent de rester dans le cadre subventionné de la CSPE, alors que les producteurs devraient au contraire être incités à vendre leur production sur les marchés de l'électricité.

La filière photovoltaïque a connu une bulle spéculative qui a éclaté en 2010. Les tarifs d'achat particulièrement attractifs qui avaient été mis en place en 2006 et en 2010, et sur lesquels la CRE avait rendu des avis défavorables, 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 entre 2010 et 2013, induisant près de 2 Md€ de charges en 2013 (soit 60 % des surcoûts liés aux énergies renouvelables). La situation a été stabilisée à l'issue du moratoire de 2011 et le cadre de soutien actuel, fondé sur des tarifs d'achat auto-ajustables pour les petites installations, et

Le dossier de la CRE

sur des appels d'offres pour des installations de moyenne et grande puissance, a un coût bien moindre pour le consommateur. Cependant, le coût d'achat moyen de l'électricité d'origine photovoltaïque s'élève toujours à 480 €/MWh en 2013 et pèsera durablement sur les charges de service public, aucun contrat relevant de ces dispositions contractuelles ne venant à échéance d'ici 2025.

L'éolien terrestre a bénéficié d'une stabilité de ses conditions de rémunération, bien que la CRE ait souligné à de multiples reprises que les tarifs d'achat induisaient des rentabilités excessives pour les parcs bénéficiant des meilleures conditions de vent. Un peu plus de 8 000 MW sont en service fin 2013, pour un coût d'achat moyen de 88 €/MWh. La CRE estime qu'il conviendrait de réviser les conditions tarifaires de soutien à l'éolien terrestre, et, plus généralement, de faire des appels d'offres le moyen de soutien privilégié à cette filière qui a atteint un certain degré de maturité et se développe dans un cadre concurrentiel assez fort.

Enfin, 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 des charges de service public, ce prix servant 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€.

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (Corse, DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey) de payer les mêmes tarifs que ceux appliqués en métropole continentale, alors que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont beaucoup plus élevés. En 2013, les coûts de production dans les ZNI sont presque quatre fois supérieurs à la part production des tarifs réglementés. Au cours de la période 2003-2013, les surcoûts ont progressé régulièrement, passant de 410 M€ à 1,7 Md€, en raison de l'augmentation de la consommation électrique et de l'augmentation des prix des combustibles – le parc de production des ZNI étant majoritairement thermique. La revalorisation du taux de rémunération du capital investi dans les moyens de production, qui est passé en 2006 de 7,5 % à 11 %, a également joué, pour un montant total d'environ 257 M€ sur la période 2006-2013. En outre, le développement des énergies renouvelables, et principalement du solaire, a été rapide dans les ZNI entre 2009 et 2012, mais il a ralenti depuis. Le seuil de

pénétration maximal de 30 % des énergies à caractère variable, au-delà duquel les installations peuvent être déconnectées, est la principale raison de ce ralentissement.

S'agissant 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 133 M€ en 2013, soit 3 % du montant total des charges. Le dispositif actuel est toutefois d'une grande complexité : il implique de nombreux acteurs et d'importants croisements de bases de données informatiques, ce qui le rend partiellement inopérant. Il est également coûteux : plus de 8 M€ en 2013 de frais de gestion, soit 6 % des charges liées aux dispositions sociales. C'est pourquoi la CRE est favorable à une simplification des dispositifs d'aide aux ménages en situation de précarité énergétique.

Le niveau des charges continuera à croître sur la période 2014-2025

L'analyse prospective de l'évolution de la CSPE à l'horizon 2025, à laquelle s'est livrée la CRE, repose sur une analyse des contrats existants et sur des hypothèses de développement des postes de charges et des prix de marché. Selon ses calculs, le montant des charges de service public devrait doubler entre 2013 et 2025 pour atteindre 10,9 Md€ en 2025, et représenter 102 Md€ cumulés sur cette période. Cette évolution est principalement due à l'augmentation des surcoûts liés aux productions éolienne – terrestre et en mer – et photovoltaïque. La mise en service des parcs éoliens en mer retenus dans le cadre des appels d'offres de 2011 et 2013 conduira à elle seule à un montant annuel de charges d'environ 2 Md€. La péréquation tarifaire pèsera également dans les années à venir : au cours de la période 2014-2025, 74 % des charges de CSPE liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI seront dus aux installations actuellement en service et aux décisions d'investissement prises dans le passé.

La contribution unitaire nécessaire pour couvrir ces charges devrait donc être conduite à augmenter. La CSPE devrait passer de 13,5 €/MWh en 2013 (pour 5,3 Md€ de charges constatées) à 24,8 €/MWh en 2020 (pour 8,9 Md€ de charges prévisionnelles) pour atteindre 30,2 €/MWh en 2025 (pour 10,9 Md€ de charges prévisionnelles). Ce niveau de la contribution unitaire s'explique pour 68,2 % par le poids des énergies renouvelables en métropole continentale (en premier lieu photovoltaïque et éolien offshore) et pour 23,2 % par la péréquation tarifaire (énergies renouvelables y compris). ■

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité pour l'année 2015 s'élèvent à

6,3 Md€

La contribution unitaire (CSPE) nécessaire pour couvrir ces charges est de

25,93 €/MWh

Mais elle ne sera que de

19,5 €/MWh

au 1^{er} janvier 2015, puisque selon la loi elle ne peut augmenter de plus de **3 €/MWh par an**, sauf intervention du gouvernement.

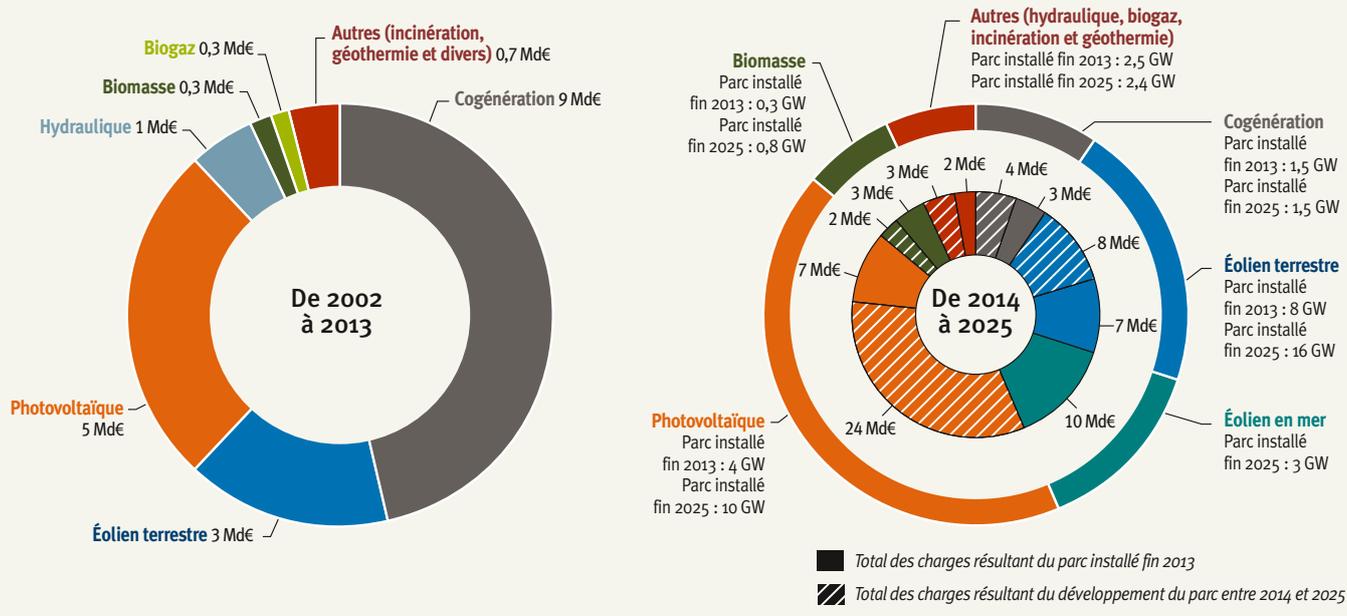
Sur la base des hypothèses du rapport de la CRE, en 2025 la CSPE devrait dépasser

30 €/MWh

pour couvrir les charges estimées à **10,9 Md€**.

Surcoûts liés à l'obligation d'achat en métropole continentale (en Md€)

Les surcoûts cumulés entre 2002 et 2013 s'élèvent à 19,3 Md€ courants, dont près de la moitié relève du soutien à la cogénération. Le poids du passé sera toujours sensible sur la période 2014-2025 : plus de la moitié (56 %) des 73 Md€ courants de charges cumulées sur cette période seront dus à des contrats d'achats signés avant 2013, dont un tiers pour la filière photovoltaïque.



Surcoûts liés à la péréquation tarifaire (en Md€)

Les surcoûts cumulés entre 2002 et 2013 s'élèvent à 10,8 Md€ courants. Ils représenteront 26 Md€ sur la période 2014-2025, dont 74 % liés aux installations actuellement en service et aux décisions d'investissement prises dans le passé, notamment s'agissant de la construction des installations d'EDF PEI et des coûts de démantèlement des anciennes centrales auxquelles elles viendront se substituer.

