



Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité

Juin 2013

Synthèse

• Cadre juridique et objectifs

L'article L. 337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis « *en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* ». L'article L. 337-4 dispose que pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015, ces tarifs sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE.

Pour formuler ses avis sur les évolutions tarifaires décidées par les ministres, habituellement en juillet ou en août, la CRE procède chaque année à l'examen des coûts de production et des coûts commerciaux de l'entreprise EDF. En application de l'article L. 135-1 du code de l'énergie, elle a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'énergie, ainsi qu'aux informations économiques, sociales et financières nécessaires à l'exercice de sa mission de contrôle.

Dans le cadre de son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail, la CRE avait indiqué qu'elle procéderait, en 2013, à une analyse complémentaire des coûts commerciaux d'EDF. Elle a souhaité étendre cette étude à l'ensemble des coûts de fourniture d'EDF sur un horizon pluriannuel rétrospectif des six dernières années (2007-2012) et l'horizon prospectif des trois suivantes (2013-2015), dans un objectif de transparence accrue et afin d'éclairer en amont les choix du gouvernement sur les trajectoires d'évolution tarifaire à envisager. Cette étude répond par ailleurs au souhait exprimé par la ministre de l'écologie, de l'énergie et du développement durable dans sa lettre du 27 février 2013 au Président de la CRE.

Cette étude n'est pas un audit comptable des coûts de l'entreprise EDF, mais un exercice d'analyse, de pédagogie et de transparence. Elle ne comporte pas de recommandations sur l'évolution des coûts de production et commerciaux d'EDF : il entre en effet dans les compétences de la CRE d'estimer et de constater les coûts de fourniture des clients au tarif réglementé, mais non de les réguler.

A l'issue de cette première étude, qui établit un état des lieux des coûts de production et de

commercialisation d'EDF, la CRE procédera, en 2014 et 2015, à des travaux d'approfondissement et d'analyse complémentaires, sur certains déterminants et postes de coûts, en lien avec les missions qui lui sont conférées par le code de l'énergie dans le processus de fixation du prix de l'ARENH.

• Méthodologie de l'analyse tarifaire

Dans le cadre de ses analyses tarifaires, la CRE est conduite à vérifier, en application des dispositions de l'article L.337-5 du code de l'énergie, la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente d'électricité payés par les clients finals n'ayant pas exercé leur éligibilité aux offres de marché. Pour ce faire, elle évalue dans un premier temps le coût comptable de fourniture de l'entreprise EDF, composé (i) des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, (ii) des charges fixes et variables d'exploitation et (iii) des coûts commerciaux. Dans un second temps, elle procède à la répartition de ce coût entre les clients en offre de marché et les clients aux tarifs réglementés puis, au sein de ces derniers, entre chaque couleur tarifaire.

Pour le calcul des charges de capital liées à l'activité de fourniture d'électricité, la CRE s'appuie sur la valeur comptable du capital engagé par l'entreprise, rémunérée à son coût moyen pondéré du capital, et sur les amortissements comptables des investissements réalisés¹.

Le coût comptable ainsi évalué par la CRE fait apparaître progressivement au fil des années l'effet des investissements réalisés par l'entreprise au rythme de leur amortissement, et non au rythme des dépenses effectivement réalisées. Il donne ainsi une représentation comptable du remboursement du capital investi dans l'outil de production et du montant résiduel des capitaux engagés. En revanche, il ne permet pas d'appréhender la question du financement des activités de l'entreprise, qui doit être examinée sous l'angle de la trajectoire d'endettement de l'entreprise. La question de l'endettement n'est pas l'objet du

¹ La pertinence de cette méthode suppose qu'elle soit appliquée sur la totalité de la durée de vie des ouvrages.

présent rapport et sera examinée dans le cadre de travaux spécifiques complémentaires de la CRE au cours des prochains mois.

• Evolution des coûts de production

EDF supporte des coûts comptables de production constitués pour environ 75 % de coûts fixes, notamment en raison de la nature industrielle de l'entreprise, qui détient un parc de production d'électricité très important, pour la majeure partie constitué de centrales nucléaires dont la construction, l'exploitation et le démantèlement constituent des activités à très forte intensité capitalistique.

En 2012, les coûts fixes demeurent pour les deux-tiers constitués de coûts fixes d'exploitation, qui correspondent notamment à la masse salariale de l'entreprise et à des achats de prestations de maintenance. L'augmentation des charges fixes d'exploitation au cours des cinq dernières années, d'environ 5,1 % par an, traduit la densification des opérations de maintenance, qui entraîne un accroissement d'activité pour EDF et pour ses prestataires, et la nécessité du renouvellement des compétences pour préparer les départs en retraite importants des années à venir.

Le poids des investissements au sein des coûts fixes – reflété par les charges de capital – s'accroît considérablement depuis quelques années.

En effet, les flux de trésorerie liés aux investissements ont augmenté de près de 16 % par an. Ces investissements se concentrent principalement sur le parc nucléaire historique, construit dans les années 1970-2000, et ont pour objet :

- dans le cadre des visites décennales, d'assurer la conformité des équipements des centrales et le déploiement d'un référentiel de sûreté toujours plus exigeant ;
- de remplacer les gros composants qui arrivent en fin de vie technique tels que les générateurs de vapeur, les alternateurs ou les transformateurs ;
- à partir de 2012, de mettre en œuvre les prescriptions émises par l'Autorité de sûreté nucléaire à la suite de l'accident nucléaire japonais de Fukushima.

Cet effort financier concerne également le développement du nouveau nucléaire à Flamanville (EPR Flamanville 3), le parc hydraulique et le parc thermique à flamme. L'entreprise EDF fait ainsi face à des besoins de financement considérables pour affronter cette trajectoire d'investissements.

Les charges de capital associées à ces investissements comprennent les dotations aux amortissements et la rémunération de la valeur nette comptable des actifs au coût moyen pondéré du capital d'EDF. L'impact comptable des dépenses d'investissement ne s'observe ainsi que sur le long terme. En particulier, l'EPR de Flamanville, qui n'est pas encore en service, n'entre pas dans le coût comptable de production actuel. Ces charges comptables de capital ont augmenté de 2,9 %/an sur la période 2007-2012 tandis que les flux de trésorerie liés aux investissements s'accroissaient de 16 % par an.

Les charges variables représentent quant à elles un quart environ des coûts de l'entreprise. Elles ont crû à un rythme de 5,1 % par an en moyenne au cours des cinq dernières années. Ces charges variables correspondent essentiellement aux coûts de combustibles et aux achats d'énergies renouvelables sous obligation d'achat, valorisés aux prix du marché de gros de l'électricité - la couverture de leur surcoût (l'écart entre tarif d'achat et prix de marché) devant être par ailleurs financée par la contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) acquittée par les consommateurs finals d'électricité. Ces charges variables dépendent des volumes de production annuels des différentes filières constituant le mix énergétique du parc d'EDF.

Si le parc nucléaire et le parc hydraulique produisent en première approximation au maximum de leurs possibilités, et si les volumes de production des énergies renouvelables ne sont pas modulables et dépendent notamment des conditions atmosphériques, la production du parc thermique à flamme et les achats-ventes complémentaires d'énergie sur le marché de gros constituent les variables d'ajustement, permettant d'optimiser la gestion de l'offre répondant à une demande d'électricité par ailleurs fortement dépendante des conditions climatiques.

- **Répartition des coûts de production entre les tarifs et les offres de marché, et entre les segments de clientèle**

La décomposition du coût comptable de production d'EDF en France entre les tarifs réglementés et les offres de marché, et entre les différents segments de clients fournis aux tarifs réglementés de vente d'électricité repose sur l'utilisation de clefs de répartition des coûts, l'électricité n'étant pas traçable d'un site de production à un client final.

La méthodologie de construction de telles clefs de répartition repose sur l'affectation des coûts à un ensemble de clients de façon à refléter les coûts occasionnés pour le système électrique par la forme de leur consommation. Ainsi, à titre d'exemple, une consommation uniforme sur l'année ne coûte pas le même prix qu'une consommation concentrée sur les heures d'hiver, heures de pointe de consommation. La construction des clefs de répartition s'appuie ainsi sur la valorisation relative des courbes de charge les unes par rapport aux autres, qui nécessite de déterminer une valeur différente du coût de l'électricité à chaque heure de l'année. Le calcul est ainsi très sensible à la manière de valoriser les heures de l'année les unes par rapport aux autres.

Cette valorisation est aujourd'hui réalisée en se fondant sur une approche économique théorique dite du « parc adapté », outil conceptuel utilisé depuis des décennies pour construire les tarifs réglementés de vente. Il correspond au parc théorique qu'il faudrait construire pour satisfaire la demande d'électricité à long terme à moindre coût. Utilisé pour le calcul des clefs de répartition, il permet, en utilisant une approche cohérente avec celle présidant à la construction de la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité, d'affecter les coûts de production aux différents segments de clientèle en répercutant bien à chacun le coût total qu'il occasionne pour le système électrique.

La CRE a examiné la possibilité d'une autre approche, qui se fonderait, en lieu et place du parc adapté, sur les prix du marché de gros de l'électricité. Cette approche, qui a l'avantage de se fonder sur un parc réel de production placé dans un marché de l'électricité européen interconnecté et non sur un parc théorique, présente toutefois l'inconvénient de ne pas intégrer complètement le coût de la puissance appelée par chaque segment de clientèle, en

l'absence du marché de capacité. Ce marché, dont le code de l'énergie prévoit la mise en place à horizon 2016, a vocation à compléter le signal de prix donné aujourd'hui par le seul marché de l'énergie. En conséquence, la CRE examinera la pertinence d'un changement de clefs de répartition à cet horizon de temps. Cette échéance correspond en outre à celle de la mise en place, en application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, d'une nouvelle méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente, au plus tard fin 2015, par empilement du prix de l'ARENH, du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une rémunération normale.

- **Evolution et répartition des coûts commerciaux**

Les coûts commerciaux supportés par l'entreprise EDF ont fortement augmenté entre 2008 et 2010. Dans les analyses menées à l'appui de ses avis sur les tarifs réglementés de vente, la CRE avait retenu, depuis 2009, une évolution de ces coûts au rythme de l'inflation par rapport à leur niveau de 2008. En effet, ces coûts commerciaux, ainsi que leur répartition par segment de clientèle, étaient insuffisamment justifiés par EDF.

Dans le cadre de la présente étude, la CRE a pu procéder à une analyse exhaustive des coûts commerciaux et établir leur niveau effectif. Elle a ainsi pu mettre en évidence les principaux facteurs de la hausse de 30 %, observée au cours de la période 2008-2012. Il s'agit :

- des évolutions des coûts de personnel (pour un cinquième de la hausse). Les effectifs de la branche commerce de l'entreprise étant globalement stables sur la période, cette hausse s'explique par l'ancienneté croissante du personnel, les évolutions de la politique de rémunération et, de nouvelles interfaces étant nécessaires à la suite de la séparation des activités de distribution d'ERDF en 2008, le recours accru à la sous-traitance pour une partie des services clientèle ;
- du transfert des données relatives aux clients vers les nouveaux systèmes d'information de la branche commerce, qui est également la conséquence de la séparation des activités de gestion

- des réseaux (pour 15% supplémentaires de la hausse) ;
- du déploiement des certificats d'économie d'énergie (pour un tiers de la hausse). Les certificats d'économie d'énergie (CEE) ont été créés en 2005 et constituent un des outils de la maîtrise de la demande d'énergie. La première période du dispositif des CEE, courant du second semestre 2006 au premier semestre 2009, se caractérise par la mise en place du dispositif et de premiers objectifs. Le déploiement de la gestion du dispositif a entraîné des dépenses de gestion, tant en termes de ressources humaines qu'en termes de systèmes d'information. En 2009 et en 2010, les coûts liés aux CEE croissent d'environ 40 % par an. L'entrée en vigueur de la seconde période du dispositif est venue augmenter l'impact des CEE dans les coûts commerciaux d'EDF.

Les coûts commerciaux sont ensuite répartis entre les différents segments de clientèle en fonction de clefs d'affectation qui ont fait l'objet d'un audit externe en 2011 justifiant le bien-fondé des choix opérés par l'entreprise. Les coûts directement imputables s'appliquent aux clients qui sont à l'origine de ces coûts, tandis

que les coûts partagés sont affectés selon des clefs de répartition.

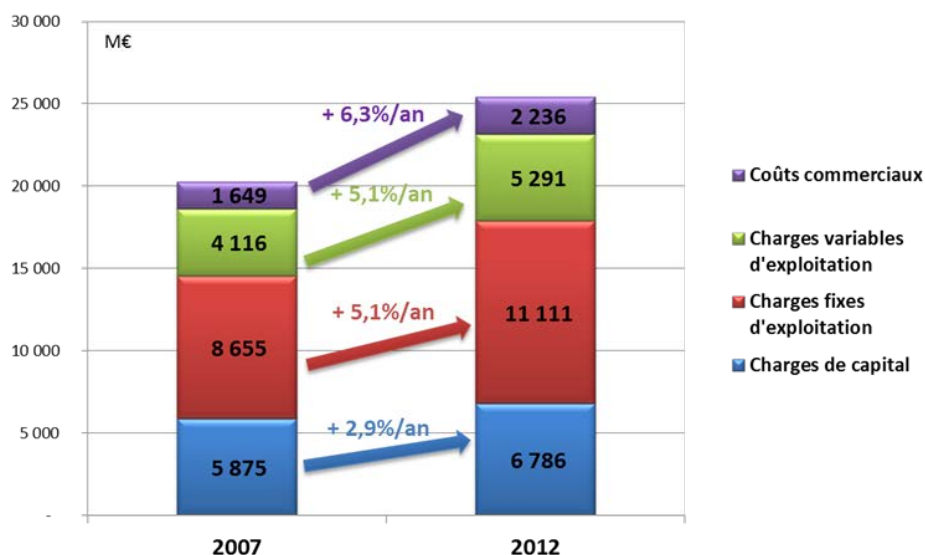
Sur l'ensemble des coûts commerciaux, la CRE a retenu pour 2014 et 2015 une hypothèse normative d'évolution des coûts à couvrir égale à l'inflation, cohérente avec l'hypothèse d'un environnement réglementaire stable. Cette hypothèse devrait être revue dans le cas contraire et notamment s'agissant du dispositif CEE.

• Synthèse de l'évolution des coûts comptables sur 2007-2012

Le coût comptable de production d'EDF, regroupant les charges de capital (+2,9%/an), les charges fixes d'exploitation (+5,1%/an) et les charges variables d'exploitation (+5,1%/an), a augmenté au cours des cinq dernières années de 4,5 % par an. Cette tendance haussière est appelée à perdurer à l'horizon 2015, selon les prévisions transmises par EDF à la CRE.

Les coûts commerciaux ont évolué de 6,3%/an sur cette même période. La CRE retient une hausse à l'inflation dans ses estimations à l'horizon 2015.

Figure 1 : Evolution des coûts comptables de production et de commercialisation sur la période 2007-2012



- **Analyse tarifaire**

Cadre juridique

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité doit être apprécié à l'aune du principe de couverture des coûts précédemment rappelé. Les tarifs réglementés doivent donc *a minima* couvrir le coût comptable de fourniture de l'opérateur historique EDF.

Dans sa décision du 24 avril 2013 relative à l'arrêté du 28 juin 2011 qui fixait les tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1^{er} juillet 2011, le Conseil d'État a considéré qu'il incombait « *aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie [...] de répercuter dans les tarifs qu'ils fixent, de façon périodique, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts moyens complets de l'électricité distribuée par Electricité de France et les entreprises locales de distribution* » et qu'il appartenait aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, pour satisfaire à ces obligations, et 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, tels qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur la période tarifaire 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* ».

En application du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente doivent, en outre, progressivement, et au plus tard fin 2015, converger vers une construction par empilement du prix de l'ARENH, du coût du complément à la fourniture d'électricité, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation, ainsi que d'une

rémunération normale. Cette construction correspond à la façon dont un fournisseur alternatif d'électricité peut construire ses offres de marché, compte-tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Comme l'a relevé le Conseil d'État dans la décision précitée, les tarifs réglementés de vente doivent ainsi converger progressivement vers une situation où ils seront, par construction, contestables, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés par les fournisseurs alternatifs.

A l'issue de son examen des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF sur la période passée, l'année en cours et les années à venir, la CRE a examiné leurs conséquences sur les évolutions tarifaires à envisager pour assurer la couverture des coûts comptables d'EDF.

Dans un premier temps, la CRE a examiné la couverture par les tarifs fixés par l'arrêté du 20 juillet 2012 des coûts supportés par EDF en 2012 sur le segment des clients aux tarifs réglementés de vente. Dans un deuxième temps, elle a estimé l'évolution des tarifs qu'il faudrait envisager sur chacune des années 2013 à 2015 afin de couvrir les coûts d'EDF tels qu'ils peuvent être estimés à ce jour par la CRE sur la base des données fournies par EDF.

Analyse de la couverture des coûts 2012

Sur 2012, la CRE a constaté que les tarifs fixés à l'été 2012, qui résultaient d'une augmentation de 2% des tarifs précédemment en vigueur et sur lesquels elle avait émis un avis défavorable s'agissant des tarifs bleu et jaune, ne couvraient pas les coûts réellement supportés par EDF en 2012, contrairement aux exigences de la loi.

L'écart entre les coûts constatés en 2012 et les tarifs fixés à l'été 2012 appliqués sur les volumes de vente 2012 s'élève à 1,47 Md€.

Le tableau suivant présente cet écart, rapporté aux tarifs en vigueur.

Tableau 1 : Ecart entre les recettes issues des tarifs en vigueur depuis l'été 2012, appliqués aux volumes 2012, et les coûts constatés 2012, rapporté aux tarifs

Bleu	Jaune	Vert
7,4 %	3,8 %	1,3 %

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat, l'écart entre les recettes issues des tarifs en vigueur sur la période mi 2012 - mi 2013 et les coûts constatés sur cette même période doit être rattrapé par un ajustement des tarifs. A défaut de pouvoir évaluer à ce jour les coûts et les recettes constatés sur cette période, cet écart est considéré, en première approximation, comme étant égal à celui évalué ci-dessus sur l'année 2012.

Dans l'hypothèse où ce rattrapage serait effectué intégralement sur une période d'un an à compter du mouvement tarifaire de 2013, il entraînerait, par rapport aux augmentations présentées au paragraphe suivant, une augmentation supplémentaire des tarifs sur cette période d'un an de 7,6%² pour les tarifs bleus, 3,8% pour les tarifs jaunes et 1,3% pour les tarifs verts.

Estimation de l'évolution des tarifs en 2013

Pour 2013, la CRE a estimé les coûts de fourniture sur la base, d'une part, des coûts de production prévisionnels d'EDF pour l'année 2013 et ajustés par la CRE en fonction de l'évolution annuelle moyenne observée sur la période 2007-2012, d'autre part, des coûts commerciaux prévisionnels d'EDF pour 2013. Deux cas de figure sont envisagés : sans ou avec prise en compte de l'hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013.

L'évolution des tarifs en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts 2013 estimés par la CRE est donnée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Hausse des tarifs réglementés de vente en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE

	Bleu	Jaune	Vert
Hausse en 2013 sans allongement	9,6 %	5,8 %	3,8 %
Hausse en 2013 avec allongement	6,8 %	2,7 %	0,0 %

Tableau 3 : Détail des éléments de la hausse du tarif réglementé de vente Bleu en vigueur à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts prévisionnels 2013 d'EDF estimés par la CRE

Bleu	Sans allongement	Avec allongement
Impact tarif d'acheminement	-0,2%	-0,2%
Impact de la mise à niveau des coûts commerciaux	+3,5%	+3,5%
Impact de la mise à niveau des coûts de production	+6,3%	+3,6%
Hausse à envisager	9,6%	6,8%

² La différence entre la hausse temporaire supplémentaire des tarifs bleus (7,6%) et l'écart mentionné au tableau 1 (7,4%) résulte de ce que la première s'applique à une assiette de volume 2013 et le second à une assiette de volume 2012, plus élevée.

Tendances d'évolution des tarifs en 2014 et en 2015

La CRE a enfin estimé les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité nécessaires

en 2014 et en 2015, vues d'aujourd'hui, pour couvrir les coûts qu'elle a retenus pour ces deux années sur la base d'une hypothèse d'évolution normative.

Tableau 4 : Hausse prévisionnelle des tarifs réglementés de vente en 2014 et 2015 pour couvrir les coûts estimés sur chacune des années

	Bleu	Jaune	Vert
2014	3,2%	3,4%	3,7%
2015	3,2%	3,4%	3,7%

Synthèse de l'analyse de couverture des coûts par les tarifs bleus

Figure 2 : Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (sans allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)

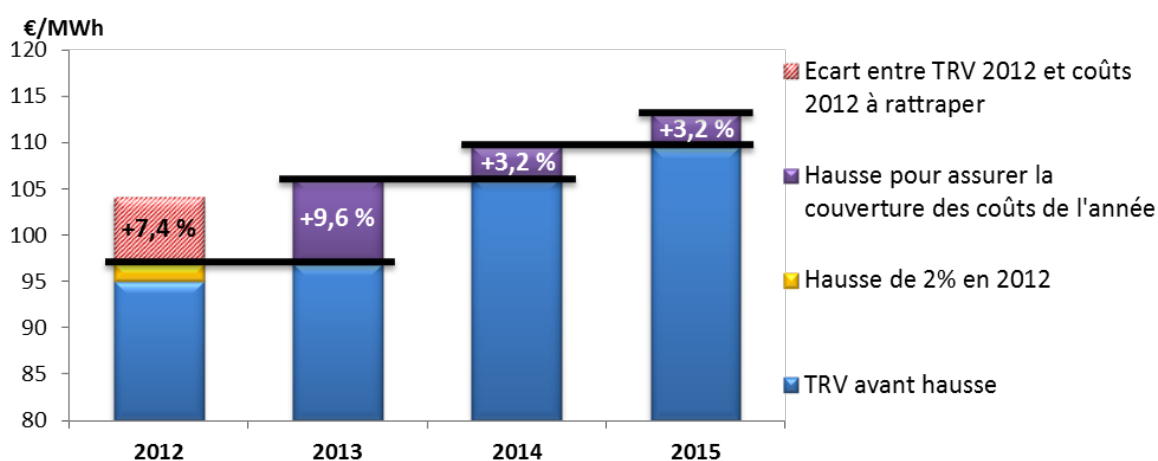


Figure 3 : Synthèse de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente bleus (avec allongement de la durée d'amortissement de 10 ans)

