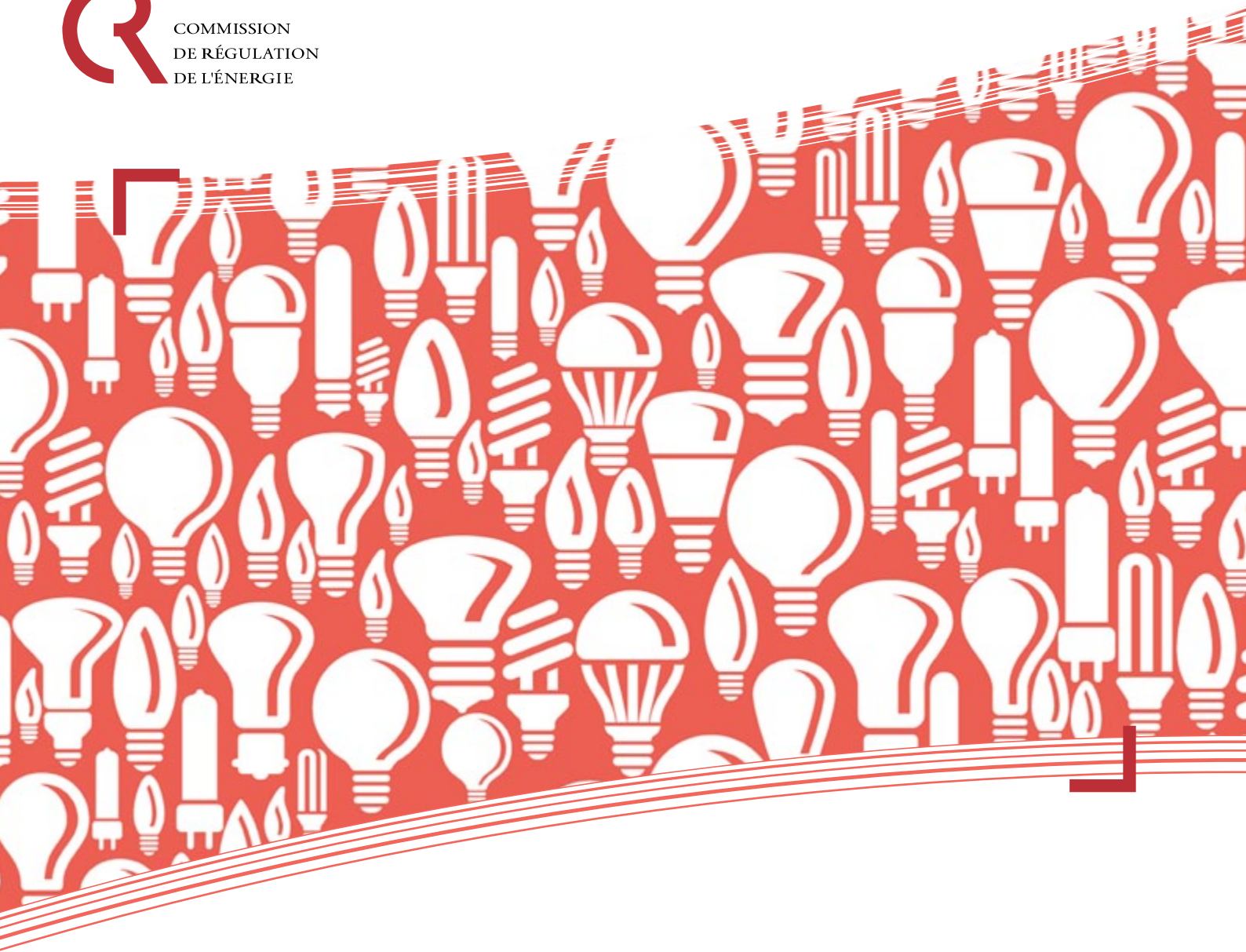




Rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité

Juillet 2015

Sommaire

CADRE JURIDIQUE	4
CONTEXTE ET OBJECTIFS	5
SYNTHESE.....	7
LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT DES COUTS EN 2015	7
<i>Le principe</i>	7
<i>Le coût d’approvisionnement en énergie</i>	7
<i>Les coûts commerciaux.....</i>	8
<i>Les coûts d’acheminement</i>	9
<i>L’empilement tarifaire évalué par la CRE pour 2015, avant rattrapage</i>	10
LES COUTS DE PRODUCTION D’EDF	11
<i>Objet de l’analyse</i>	11
<i>Les investissements dans le parc de production.....</i>	11
<i>Les charges d’exploitation</i>	12
<i>L’empilement tarifaire et les coûts d’EDF.....</i>	13
LES RATTRAPAGES TARIFAIRES	13
<i>Les retards en masse 2012, 2013 et 2014</i>	13
<i>Les rattrapages réalisés depuis le 1^{er} novembre 2014.....</i>	14
<i>Impact des rattrapages sur les évolutions tarifaires</i>	14
CONCLUSION : EVOLUTIONS TARIFAIRES A ENVISAGER POUR ATTEINDRE L’EMPILEMENT, EN INTEGRANT LE RATTRAPAGE DE L’INTEGRALITE DES RETARDS EN MASSE.....	15
CHAPITRE 1 : LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT DES COUTS.....	16
1. LA PART ENERGIE DES TARIFS REGLEMENTES CORRESPOND A L’APPROVISIONNEMENT D’UN FOURNISSEUR EFFECTUE A L’ARENH ET AU MARCHÉ.....	17
1.1. <i>Méthodologie d’évaluation du coût d’approvisionnement en énergie</i>	17
1.2. <i>Niveau de la part énergie des tarifs réglementés.....</i>	17
2. COUTS DE COMMERCIALISATION ET REMUNERATION NORMALE DE L’ACTIVITE DE FOURNITURE	21
2.1. <i>La CRE mène des analyses afin de déterminer les coûts de commercialisation et la rémunération normale de l’activité de fourniture à retenir dans les tarifs réglementés de vente.....</i>	21
2.2. <i>Les coûts de commercialisation d’EDF.....</i>	22
2.2.1. <i>Les coûts commerciaux de l’année 2014 sont supérieurs aux coûts commerciaux réalisés sur l’année 2013, mais inférieurs aux prévisions budgétaires.....</i>	22
2.2.2. <i>Principaux facteurs d’évolution des coûts commerciaux</i>	23
2.3. <i>EDF anticipe une hausse de ses coûts commerciaux de 1,3 % entre 2014 et 2015</i>	25
2.4. <i>EDF a réalisé un audit externe portant sur l’affectation des coûts commerciaux aux tarifs réglementés à la demande de la CRE</i>	26
2.5. <i>Les coûts commerciaux diminuent de 2,5 % au périmètre des tarifs réglementés.....</i>	26
3. LES CHARGES D’ACHEMINEMENT DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE.....	27
3.1. <i>La méthode de calcul du TURPE optimisé moyen pour les clients au tarif réglementé de vente</i>	27
3.1.1. <i>Principes généraux.....</i>	27
3.1.2. <i>Composantes des charges d’acheminement prises en compte.....</i>	28
3.1.3. <i>La CRE calcule la part acheminement de la base de données des clients aux tarifs afin de valider les chiffres transmis par EDF</i>	29
3.2. <i>L’évolution de la méthode de calcul de la part acheminement dans les TRV jaunes et verts en vue de leur suppression au 1er janvier 2016.....</i>	30
3.3. <i>Les coûts d’acheminement retenus dans les tarifs réglementés de vente pour un mouvement au 1er août 2015</i>	31

4. NIVEAU DE L'EMPILEMENT TARIFAIRE 2015 AVANT RATTRAPAGE	32
5. LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS ONT LA POSSIBILITE D'ARBITRER ENTRE UN APPROVISIONNEMENT A L'ARENH OU AU MARCHE, CE QUI LEUR PERMET D'AVOIR UN COUT D'APPROVISIONNEMENT INFERIEUR A LA PART ENERGIE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE	33
CHAPITRE 2 : ANALYSE DES COUTS DE PRODUCTION D'EDF	34
1. LES COUTS COMPTABLES DE PRODUCTION	34
1.1. LA FORTE CROISSANCE DES INVESTISSEMENTS D'EDF SE CONFIRME, MALGRE UNE REVISION A LA BAISSSE DES DEPENSES PAR RAPPORT AUX PREVISIONS DE L'ANNEE DERNIERE.....	34
1.1.1. <i>Des dépenses sur le parc nucléaire en hausse, principalement en raison du déploiement du grand carénage</i>	<i>36</i>
1.1.2. <i>Les dépenses d'investissement dans les parcs hydraulique et thermique à flamme, dans la continuité des tendances observées antérieurement, diminueront néanmoins à l'horizon 2017.....</i>	<i>38</i>
1.2. LES CHARGES D'EXPLOITATION, EN FORTE BAISSSE EN 2014 EN RAISON DU FAIBLE NIVEAU DES ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ENERGIE, DEVRAIENT REPREDRE UNE TENDANCE HAUSSIERE.....	39
1.2.1. <i>A la suite d'une augmentation en 2014, et malgré une diminution en 2015, les achats externes suivront une tendance légèrement haussière à horizon 2017, du fait de l'intensification des opérations de maintenance et des arrêts de tranche sur le parc nucléaire.</i>	<i>40</i>
1.2.2. <i>La tendance à la croissance des charges de personnel se confirme à moyen terme</i>	<i>41</i>
1.2.3. <i>La baisse des prix de marché et de la consommation de combustibles fossiles expliquent l'essentiel de la baisse des achats de combustible et d'énergie en 2014 et pour les années suivantes</i>	<i>41</i>
1.2.4. <i>Les impôts et taxes augmentent à un rythme régulier de 1,5 %/an sur la période 2013-2017..</i>	<i>42</i>
1.2.5. <i>Les fonctions supports et appui suivent une tendance légèrement haussière alors que les « APCO » restent contenus sur la période étudiée</i>	<i>43</i>
1.3. EN RAISON DE LA BAISSSE IMPORTANTE DES CHARGES VARIABLES D'EXPLOITATION, LE COUT COMPTABLE DE PRODUCTION D'EDF INCLUANT UNE REMUNERATION A BAISSSE EN 2014 DE 1,6 %, MAIS DEVRAIT REPREDRE UNE TENDANCE HAUSSIERE DES 2015	43
2. LES ECARTS DE COUTS CONSTATES ENTRE LE NIVEAU DES TRV ET LES COUTS COMPTABLES D'EDF AU TITRE DES ANNEES 2012, 2013 ET 2014 INDUISENT DES RATTRAPAGES CONSEQUENTS, QUI DEVONT ETRE EFFECTUES LORS DE PROCHAINS MOUVEMENTS TARIFAIRES	45
2.1. LES COUTS D'EDF CONSTATES SUR LA PERIODE DU 1ER JANVIER 2014 AU 31 OCTOBRE 2014 N'ONT ETE QUE PARTIELLEMENT COUVERTS PAR LES TRV, OCCASIONNANT UN RETARD EN MASSE DE 922 M€	45
2.2. LE NIVEAU ACTUEL DES TARIFS REGLEMENTES A PERMIS DE REALISER SUR LA PERIODE DU 1ER NOVEMBRE 2014 AU 31 JUILLET 2015, UN RATTRAPAGE DES RETARDS EN MASSE, D'UN MONTANT ESTIMATIF DE 205 M€.....	47
2.3. CONSEQUENCE TARIFAIRE D'UN RATTRAPAGE DES RETARDS EN MASSE CONSTATES SUR LES EXERCICES TARIFAIRES 2012, 2013 ET 2014 S'AJOUTANT A L'EMPILEMENT DES COUTS POUR 2015	48
3. LE NIVEAU DES TARIFS REGLEMENTES ETABLIS PAR EMPILEMENT PERMET DE COUVRIR LES COUTS COMPTABLES HORS REMUNERATION D'EDF	49
3.1. LA PART FOURNITURE DU TARIF PAR EMPILEMENT EST INFERIEURE A LA PART FOURNITURE DU TARIF CALCULEE AVEC L'ANCIENNE METHODOLOGIE DU COUT COMPTABLE CRE, DU FAIT DE PRIX DE MARCHE BAISSIERS	49
3.2. LA PART ENERGIE DU TARIF PAR EMPILEMENT DEMEURE SUPERIEURE AU COUT COMPTABLE CRE HORS REMUNERATION, AINSI QU'AUX CHARGES D'EXPLOITATION D'EDF	50
CONCLUSION : EVOLUTIONS A APPLIQUER AUX TRV AU 1^{ER} AOUT 2015 POUR CHAQUE COULEUR TARIFAIRE, AVEC ET SANS RATTRAPAGE DES RETARDS EN MASSE	51

Cadre juridique

Les analyses du présent rapport s'inscrivent dans le cadre des dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

L'article L. 337-5 du code de l'énergie dispose que *« les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures »*.

L'article 3 du décret n°2009-975 du 12 août 2009, tel qu'en vigueur jusqu'au 1^{er} novembre 2014, disposait que les tarifs réglementés étaient établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable.

Dans le cadre du dispositif tarifaire en vigueur jusqu'au 1^{er} novembre 2014, la CRE, pour rendre ses avis, analysait ainsi les tarifs en vérifiant qu'ils couvraient les coûts comptables de fourniture d'EDF, en y intégrant une rémunération des capitaux. Elle évaluait ces coûts comptables selon la méthodologie décrite dans ses avis et rapports successifs.

En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie issues de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME »), les tarifs réglementés de vente devaient, progressivement, et au plus tard à la fin de 2015, converger vers une construction 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. Cette construction organise une convergence tarifaire propre à résorber progressivement l'écart structurel qui existait historiquement entre le niveau des tarifs réglementés et les coûts, plus élevés à l'époque où cette loi fut adoptée, de fourniture de l'électricité des fournisseurs alternatifs. Elle 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.

Le décret du 28 octobre 2014 a modifié le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 pour hâter la fin de cette période transitoire, et le passage d'un mode de fixation du tarif fondé sur les coûts comptables d'EDF, opérateur historique, augmentés d'une rémunération du capital, à une construction de ce tarif « par empilement » de composantes destinées à garantir la « contestabilité » de ce tarif par les fournisseurs alternatifs.

L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), qui regroupe des fournisseurs alternatifs opérant sur le marché de détail, a présenté un recours contre l'arrêté du 30 octobre 2014 qui met en œuvre pour la première fois cette nouvelle méthode. L'association a, par ailleurs, demandé au juge des référés du Conseil d'État de suspendre cet arrêté.

La décision du 7 janvier 2015, qui rejette cette demande de suspension en référé, comporte des éléments de nature à éclairer la fixation des prochains tarifs. Le juge des référés a considéré en premier lieu que l'obligation de prendre en compte les coûts des opérateurs historiques, qui subsiste en application de l'article L. 337-5 du code de l'énergie et du décret, n'impliquait plus nécessairement la couverture par le tarif des coûts comptables complets d'EDF. Il a précisé que la « contestabilité » économique, que le nouveau mode de fixation des tarifs est destiné à garantir,

consiste en « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés ». Il a enfin considéré que la fin de l'obligation de couverture des coûts comptables ne supprimait pas l'obligation de procéder au rattrapage de la sous-couverture des coûts observée au cours des périodes tarifaires antérieures à l'entrée en vigueur du nouveau dispositif. Ce rattrapage peut cependant être étalé sur plusieurs périodes tarifaires dans le cas des tarifs bleus. En revanche, dans le cas des tarifs jaunes et verts, appelés à disparaître à compter du 31 décembre 2015, le rattrapage doit être intégralement effectué avant cette date. Le juge des référés a en conséquence estimé qu'il existait un doute sérieux sur l'arrêté litigieux, qui ne prévoyait aucun rattrapage tarifaire pour les tarifs « verts », alors que les écarts observés auraient justifié une hausse significative de ces tarifs. La requête en annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 sera examinée au fond ultérieurement par le Conseil d'Etat.

Dans sa décision du 24 avril 2013 relative à l'arrêté tarifaire du 28 juin 2011 qui fixait les tarifs réglementés de vente d'électricité à compter du 1er juillet 2011, le Conseil d'Etat avait au préalable 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 Électricité 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 conséquence, les évolutions des tarifs doivent à ce jour encore prendre en compte les rattrapages, au titre des années écoulées et jusqu'au 1^{er} novembre 2014, des écarts entre coûts et recettes liés aux tarifs.

Contexte et objectifs

En application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) rend un avis sur les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité envisagées par les ministres de l'énergie et de l'économie. À compter de la fin de l'année 2015, cinq ans après la promulgation de la loi NOME, la CRE sera compétente pour proposer aux ministres concernés les tarifs réglementés de vente aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, les tarifs réglementés de vente destinés aux consommateurs souscrivant une puissance supérieure étant supprimés en métropole.

Les tarifs réglementés pour les puissances supérieures à 36 kVA restent toutefois en vigueur dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application de l'article L 337-8 du code de l'énergie. La CRE sera compétente pour proposer ces tarifs à compter du 8 décembre 2015. En juin 2013, la CRE a publié son premier rapport d'« Analyse des coûts de

production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité » (ci-après le « Rapport 2013 »).

En octobre 2014, la CRE a publié un deuxième rapport, dans le contexte d'un passage à une tarification de l'électricité dite par « empilement » (ci-après le « Rapport 2014 »). Dans ce rapport, comme dans le précédent, la CRE s'est intéressée aux coûts de fourniture d'EDF, tant au cours des années écoulées qu'à titre prospectif. Les analyses portaient alors sur les années 2007 à 2013 en ce qui concerne le réalisé, et 2014 à 2016 en ce qui concerne le prévisionnel, échéance temporelle du plan moyen terme (PMT) d'EDF. La CRE s'est également intéressée à l'évaluation des tarifs réglementés de vente par empilement dans l'optique du passage envisagé alors par les ministres concernés, dès le mouvement tarifaire de l'automne 2014, à cette nouvelle méthode de construction tarifaire. Le Rapport 2014 décrit ainsi en détails les principes et modalités d'évaluation de l'empilement tarifaire, ainsi que les conséquences en termes d'évolution des barèmes tarifaires.

Le présent rapport poursuit plusieurs objectifs.

Il évalue le niveau de l'empilement tarifaire pour l'année 2015, tenant compte de l'évolution des coûts commerciaux d'EDF et du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), et compare cet empilement tarifaire aux coûts de production supportés par EDF.

Il calcule le déficit de couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente au titre de l'année 2014, pour la période allant du 1^{er} janvier au 1^{er} novembre 2014. En effet, dans la mesure où la méthode de construction tarifaire par empilement n'est entrée en vigueur qu'à compter du mouvement tarifaire du 1^{er} novembre 2014, les tarifs réglementés de vente devaient encore assurer la couverture des coûts d'EDF au titre des dix mois précédents. Dans le cadre du calcul de ce rattrapage, le rapport met à jour les analyses menées dans le Rapport 2014 s'agissant des coûts de production et de commercialisation d'EDF, en s'attachant à expliquer les écarts entre les prévisions alors retenues par la CRE pour 2014 et les chiffres aujourd'hui constatés pour cette même année, tout en donnant des éléments de tendance pour les années 2015 à 2017.

Il évalue également les rattrapages tarifaires opérés sur la période allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015, les tarifs ayant été fixés par les ministres au 1^{er} novembre dernier de façon à permettre de rattraper partie des retards en masse au titre des exercices écoulés.

Il donne enfin les évolutions tarifaires résultant de la tarification par empilement, auxquelles s'ajoutent les retards en masse restant à rattraper.

En revanche, il ne traite pas de la fin des tarifs réglementés en métropole, notamment de l'offre transitoire prévue pour les clients n'ayant pas souscrit d'offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016. La CRE demeure très vigilante sur ce sujet.

Ce rapport n'aborde pas les questions relatives à la structure des tarifs réglementés en métropole, ni les modalités de construction des tarifs réglementés dont les clients en ZNI continueront à bénéficier. Des évolutions réglementaires sont attendues afin de fixer les principes sur lesquels la CRE se fondera pour proposer ces tarifs à partir du 8 décembre 2015.

Synthèse

La tarification par empilement des coûts en 2015

Le principe

La tarification par empilement, dont le code de l'énergie prévoyait l'entrée en vigueur au plus tard à la fin de l'année 2015, a été anticipée par le gouvernement dès fin 2014. Le décret n° 2009-975 du 12 août 2009, tel que modifié par le décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014, entré en vigueur le 30 octobre 2014, dispose désormais que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont établis par addition des composantes suivantes :

- ❖ Le coût d'acheminement, lié à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- ❖ Le coût d'approvisionnement en énergie, lequel se décompose en :
 - un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
 - un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- ❖ Le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir des références de prix qui seront fournies par le mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L335-1 et suivants du code de l'énergie ;
- ❖ Le coût de commercialisation, qui inclut une rémunération normale.

La CRE évalue, dans le présent rapport, l'empilement des coûts suivant une méthodologie identique à celle exposée en détails dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité d'octobre 2014.

Le coût d'approvisionnement en énergie

Il est évalué de façon à être représentatif de la situation d'un fournisseur nouvel entrant qui s'approvisionnerait, pour le complément de fourniture, à l'ARENH et sur les marchés de l'électricité, à l'exclusion de tout autre moyen – centrales de production détenues en propre, contrats spécifiques, de participation, etc.

Pour évaluer le coût d'approvisionnement en énergie d'un portefeuille de clients, la CRE a développé un modèle qui prend en compte l'approvisionnement d'un certain volume du portefeuille aux conditions et modalités de l'ARENH, et un complément d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité, en intégrant les aléas liés à la thermosensibilité. Le modèle n'intègre en revanche pas les risques non quantifiables tels que les aléas de consommation autres que la thermosensibilité ou les risques de variation de portefeuille, qui pourraient être pris en compte dans le cadre de la rémunération normale de l'activité de commercialisation

Ce modèle est intégralement décrit dans le Rapport 2014.

Pour être en mesure de calculer l'empilement des coûts correspondant à chaque tarif réglementé, il s'agit d'affecter à chaque catégorie et option tarifaire une courbe de charge représentative de la courbe de consommation des clients associés.

Les clients bénéficiant d'un tarif bleu (résidentiels et petits professionnels) et jaune (petites entreprises) sont profilés dans une grande majorité des cas. Leur courbe de charge est donc reconstituée à partir des profils d'ERDF.

Les clients aux tarifs verts sont, pour près de 90% d'entre eux, télérelevés. Si le profil ENT3 en approxime correctement la consommation, la CRE considère qu'il ne permet pas d'établir avec précision une courbe de charge représentative de ces clients. Du fait de la disparition des tarifs réglementés pour les clients de plus de 36 kVA au 1^{er} janvier prochain, la CRE n'a pas développé d'outils complémentaires permettant d'évaluer l'empilement tarifaire pour les clients verts.

S'agissant enfin des clients bénéficiant d'un tarif incitant à l'effacement (EJP, Tempo), la reconstitution des courbes de charge nécessite de simuler le tirage des jours de pointe pendant lesquels un tarif différent s'appliquera. La CRE développe actuellement les algorithmes permettant de réaliser une telle simulation, afin d'être en capacité de proposer des tarifs réglementés de vente à effacement à compter du 8 décembre 2015.

Les volumes d'ARENH sont calculés à partir des profils à température normale des consommateurs, selon les modalités du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Le prix de l'ARENH en 2015 est de 42 €/MWh.

Les prix de marché de gros calendaires retenus pour l'année 2015 s'élèvent à 42,7 €/MWh en base et 55,4 €/MWh en pointe. Ces valeurs correspondent à la moyenne des cotations des produits calendaires pour 2015, pondérée des volumes effectivement échangés au cours des trois années précédentes. La CRE renouvelle son intention de retenir à l'avenir une moyenne arithmétique des produits calendaires sur une période choisie, qui a l'avantage d'être reproductible par les fournisseurs.

La CRE additionne, comme dans son Rapport 2014, les frais supplémentaires supportés par tout fournisseur d'électricité au titre de la souscription de prestations ou de la contribution à des mécanismes spécifiques au fonctionnement du système électrique. Elle en retient une approche majorante, permettant de garantir la contestabilité des tarifs réglementés.

Elle ne tient en revanche pas compte dans le coût d'approvisionnement de frais vraisemblablement inclus dans les coûts commerciaux, tels que les frais spécifiques au dispositif ARENH, les abonnements aux données météorologiques et au flux ERDF.

Les coûts commerciaux

Le décret actuellement en vigueur dispose que les « *les coûts de commercialisation correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

L'arrêté du 30 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité retient les coûts de commercialisation d'EDF pour le calcul des tarifs réglementés, auxquels il ajoute une « *marge raisonnable* » de 2 €/MWh pour les tarifs bleus, 1,5 €/MWh pour les tarifs jaunes et de 1 €/MWh pour les tarifs verts.

La CRE a lancé le 19 juin dernier une consultation publique afin d'examiner la notion de « *coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France* », dont les contributions sont attendues au plus tard le 30 juillet 2015. Celles-ci portent tant sur le niveau des coûts commerciaux à retenir dans la construction tarifaire par empilement que sur le niveau de la marge raisonnable pour les clients bleus, qui continueront à bénéficier des tarifs réglementés après le 1^{er} janvier prochain.

Dans ce même cadre, la CRE a en parallèle demandé à certains fournisseurs alternatifs leurs éléments de coûts commerciaux.

Sans présager de la nature des coûts qui seraient à retenir dans l'élaboration des tarifs réglementés, la CRE a examiné, comme chaque année, l'évolution des coûts commerciaux de l'entreprise EDF.

A ce sujet, elle examinera dans les prochaines semaines les résultats de l'audit externe, portant sur le périmètre des coûts de commercialisation, sur les méthodes d'affectation des coûts entre la fourniture d'électricité et les autres activités commerciales, entre les offres de marché et les tarifs réglementés, et entre les différentes catégories et options des tarifs réglementés, ainsi qu'entre les coûts fixes et variables, qu'elle avait demandé à EDF de mener dans son Rapport 2014.

Les coûts de commercialisation d'EDF réalisés 2014 sont en augmentation de 5,1 % par rapport au niveau de 2013. EDF prévoit une hausse de 1,3 % de ces coûts en 2015.

Au périmètre des tarifs réglementés de vente, les coûts de commercialisation prévisionnels 2015 d'EDF diminuent de 2,5 % par rapport à 2014. Cette évolution traduit les efforts d'EDF pour maîtriser ses coûts de commercialisation, ainsi que l'affectation de ressources plus importantes sur les offres de marché, en lien avec la fin des tarifs réglementés de puissance supérieure à 36 kVA en métropole.

Les coûts d'acheminement

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Plusieurs options du TURPE peuvent être proposées à un même client aux tarifs réglementés de vente. Les clients aux tarifs réglementés de vente étant en contrat unique (les clients sont uniquement sous contrat avec EDF qui leur facture un tarif intégrant la composante acheminement), c'est le fournisseur EDF qui choisit pour chaque client l'option du TURPE, de telle façon à minimiser le coût d'acheminement du client.

Cette optimisation est traduite dans les grilles des tarifs réglementés de vente. Ainsi, pour chaque configuration tarif/option/version/puissance, le niveau du TURPE retenu dans les tarifs réglementés de vente (« TRV ») correspond à la moyenne des TURPE optimisés de l'ensemble des clients dans cette configuration.

La part acheminement évaluée par la CRE dans le présent rapport repose par conséquent sur un calcul de TURPE optimisé.

Dans sa délibération du 27 novembre 2014 portant communication sur la fin des tarifs réglementés de vente, la CRE relève que « afin de fluidifier au maximum l'extinction des tarifs réglementés de vente, ERDF a demandé aux fournisseurs de favoriser les changements de fournisseurs à iso-structure de comptage, sans modification de la formule tarifaire d'acheminement et de la puissance souscrite ».

Dès lors, pour ne pas entraver les changements de fournisseurs lors de la suppression des TRV jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016, les formules tarifaires d'acheminement, pour les sites aux TRV jaunes et verts, ont été alignées sur les réglages actuels des compteurs. Ces sites pourront donc changer de fournisseur sans intervention d'ERDF sur les compteurs. Une intervention d'ERDF pour le changement de fournisseur peut en effet décaler la date effective de passage en offre de marché. Ces sites ne bénéficient dès lors plus de l'optimisation individualisée de leur option TURPE.

Ce changement de formule tarifaire d'acheminement s'étale d'avril à août 2015 pour l'ensemble des sites d'EDF aux TRV jaunes et verts concernés. Il entraîne une augmentation moyenne du TURPE au 1^{er} août 2015 de +0,5 €/MWh pour les tarifs jaunes et de +1,0 €/MWh pour les tarifs verts.

L'empilement tarifaire évalué par la CRE pour 2015, avant rattrapage

Sur le fondement des hypothèses et modélisations précédemment exposées, la CRE évalue le niveau des tarifs réglementés de vente par empilement pour l'année 2015, hors tout rattrapage des retards en masse au titre des exercices écoulés, comme indiqué dans la Figure 1 ci-dessous :

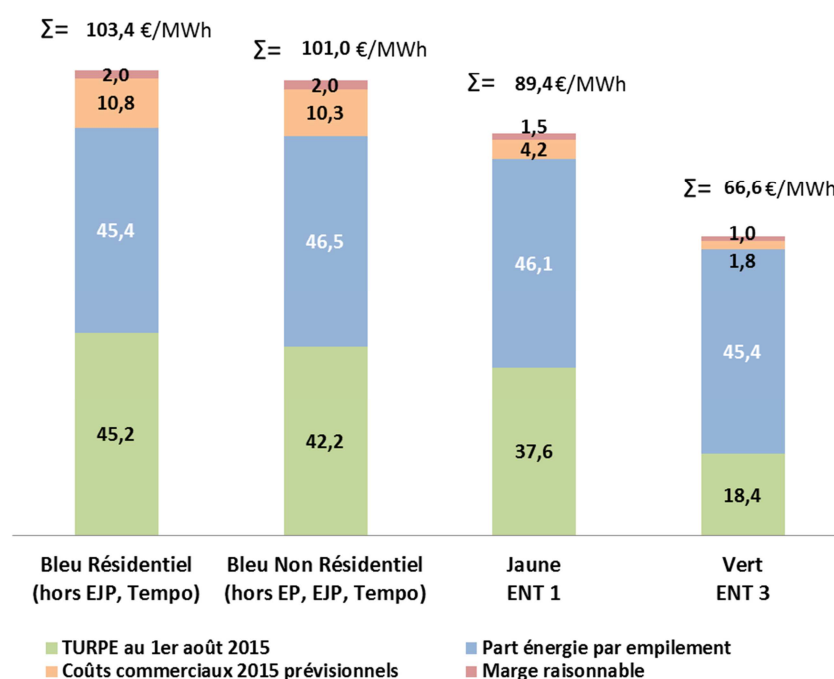


Figure 1 : Niveaux des TRV prévisionnels évalués au 1^{er} août 2015 (en €/MWh)

Compte tenu du niveau actuellement en vigueur des tarifs réglementés de vente, l'évolution des tarifs à envisager pour atteindre l'empilement, avant rattrapage des retards en masse, est évaluée dans le Tableau 1 ci-dessous.

Evolution du TRV à l'été 2015 (avant rattrapage tarifaire)	
Bleu résidentiel (hors TEMPO et EJP)	-0,9%
Bleu non résidentiel (hors EP, TEMPO et EJP)	-1,6%
Bleu (hors EP, TEMPO et EJP)	-1,0%
Jaune (Profil ENT 1)	-2,1%
Vert (Profil ENT 3)	+0,6%

Tableau 1 : Évolutions tarifaires à effectuer en 2015 en application de la tarification par empilement

Le niveau de l'approvisionnement en énergie pour l'année 2016 dépendra du prix de l'ARENH et des prix de marché. Du fait de l'incertitude, notamment sur le prix de l'ARENH, la CRE ne formule pas dans ce rapport d'hypothèse concernant l'évolution des tarifs réglementés bleus en 2016.

Cependant, il est possible d'évaluer la part énergie pour un prix de l'ARENH et un prix de marché calendaire base pour l'année 2016 et les années suivantes à partir des grilles présentées dans son Rapport 2014.

Les coûts de production d'EDF

Objet de l'analyse

Jusqu'au 1^{er} novembre 2014, date du passage à une construction tarifaire par empilement, les tarifs réglementés de vente devaient couvrir les coûts d'EDF, que la CRE évaluait selon une méthodologie qu'elle a exposée dans ses précédents rapports et avis tarifaires. Cette méthode reposait sur une prise en compte des coûts comptables d'EDF, incluant une rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production d'électricité.

Jusqu'au 1^{er} novembre 2014, l'écart entre les recettes générées par les tarifs réglementés de vente arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie et les coûts de production d'EDF doit, conformément aux principes dégagés par les décisions du Conseil d'Etat rappelées ci-avant en introduction du présent rapport, faire l'objet d'un rattrapage.

La CRE avait déjà déterminé, dans son Rapport 2014, les retards en masse de couverture des coûts par les tarifs au titre des années 2012 et 2013.

Elle analyse, dans le présent rapport, les coûts comptables de production d'EDF pour l'année 2014, afin de déterminer le retard en masse accumulé sur la période allant du 1^{er} janvier au 1^{er} novembre 2014.

Elle présente également des éléments prévisionnels d'évolution des coûts d'EDF pour la période 2015-2017, horizon temporel du plan moyen terme de l'entreprise, afin d'éclairer la question du niveau relatif des tarifs désormais établis par empilement et des coûts du producteur EDF.

Les investissements dans le parc de production

Malgré une révision à la baisse des dépenses d'investissement, par rapport au niveau communiqué à la CRE dans le cadre de l'élaboration du Rapport 2014, la tendance reste à une croissance forte, principalement en raison du déploiement de programmes de maintenance affectant le parc nucléaire

historique. Les investissements pour 2014 sont en baisse par rapport à 2013 (-1,8 %), ils suivent une tendance haussière sur la période 2014-2017 (+5,5 % en moyenne/an).

Les dépenses constatées pour 2014 et prévisionnelles pour 2015-2016 sont cependant significativement différentes des chroniques transmises l'année dernière pour la même période, principalement en raison d'une baisse des investissements dans le parc nucléaire historique. Pour 2014, l'écart est d'environ 1,1 Md€ par rapport aux prévisions, représentant une baisse de l'ordre de 17 %. De tels écarts illustrent la difficulté de prévoir les dépenses d'investissement dans un contexte d'incertitudes liées à la transition énergétique et à la sûreté nucléaire, de prix de marché dépréciés et d'efforts de l'entreprise pour maîtriser ses coûts.

Si EDF a disposé, dans une certaine mesure, de leviers d'action qui lui ont permis de réduire certains coûts, une large part des économies réalisées sur les dépenses d'investissement relève plutôt de modifications de calendrier de travaux.

Les dépenses sur le parc nucléaire sont majoritairement liées à son « grand carénage ». Le parc nucléaire historique est en effet entré dans une phase de lourds investissements, EDF ayant à mener concomitamment dans les prochaines années les dernières troisièmes visites décennales (dites « VD3 ») des réacteurs du palier 900 MW, les premières VD3 du palier 1300 MW, qui seront parmi les plus denses en investissements, comme EDF et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) ont pu le confirmer à la CRE, ainsi que, à l'horizon 2020, les premières VD4 du palier 900 MW en vue d'une éventuelle prolongation de la durée d'exploitation de ces tranches à 50 ans.

Les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation afférentes au parc de production d'EDF ont diminué de 8 % entre 2013 et 2014, en raison principalement du faible niveau des achats de combustible et d'énergie. Elles devraient repartir à la hausse sur la période 2015-2017, de l'ordre de +3 %/an, conformément aux tendances observées par le passé.

Lors du dernier exercice, EDF avait anticipé une baisse des charges d'exploitations sur 2014. Néanmoins, les charges constatées sur 2014 ont été encore inférieures aux prévisions, en raison d'une baisse importante des achats de combustible et d'énergie. L'écart représente environ 700 M€, soit 4,3 % du montant total des charges.

Les dépenses de combustible et d'énergie, qui représentent une part importante des dépenses d'exploitation d'EDF (plus de 30% en moyenne sur la période 2007-2014), ont fortement baissé en 2014, du fait de la baisse conjointe des prix de marché de l'électricité et de la production à partir de centrales thermiques à flamme. Elles devraient retrouver une tendance légèrement haussière dans les années suivantes.

Les achats externes, notamment les prestations de maintenance pour lesquelles EDF fait appel à la sous-traitance, sont orientés à la hausse, malgré une meilleure maîtrise des arrêts de tranche permettant de réduire les achats associés.

Les charges de personnel s'orientent également à la hausse, dans le contexte d'une augmentation des effectifs visant à renouveler les compétences en matière d'ingénierie nucléaire.

L'empilement tarifaire et les coûts d'EDF

La part fourniture des tarifs calculée selon la méthode par empilement, avant rattrapage, est inférieure à la part fourniture du tarif calculée avec l'ancienne méthodologie du coût comptable, qui incluait une rémunération des capitaux, utilisée par la CRE dans ses avis tarifaires avant le décret du 28 octobre 2014.

Malgré des prix de marché bas, la part énergie du tarif par empilement demeure néanmoins supérieure au coût comptable hors rémunération d'EDF en 2015.

Les rattrapages tarifaires

Les retards en masse 2012, 2013 et 2014

Les évolutions tarifaires au 23 juillet 2012 et au 1^{er} août 2013 ne permettaient pas de couvrir les coûts comptables d'EDF avec rémunération constatés sur les années 2012 et 2013. La CRE a estimé dans son Rapport 2014 que les niveaux de sous-couverture des tarifs avaient occasionné un retard en masse de respectivement 509 M€ et 627 M€ pour ces deux années.

Les tarifs fixés au 1^{er} août 2013 sont restés en vigueur jusqu'au 31 octobre 2014, date de la mise en œuvre de la nouvelle méthode dite par « empilement ». Durant la période du 1^{er} janvier au 31 octobre 2014, les tarifs ne permettaient toujours pas de couvrir les coûts d'EDF, selon la méthodologie usuelle de la CRE, engendrant de nouveaux rattrapages tarifaires à réaliser sur les exercices tarifaires suivants.

La CRE a examiné les écarts entre recettes tarifaires et coût de production sur deux périodes distinctes, coïncidant avec les évolutions tarifaires du TURPE :

- ❖ 1^{er} janvier 2014 au 31 juillet 2014 : période où ont été appliqués les TRV issus de l'arrêté du 26 juillet 2013 et le TURPE du 1^{er} janvier 2014 ;
- ❖ 1^{er} août 2014 au 31 octobre 2014 : période où ont été appliqués les TRV issus de l'arrêté du 26 juillet 2013 et le TURPE du 1^{er} août 2014.

Le coût comptable de production d'EDF étant déterminé pour une année calendaire, il est nécessaire, pour évaluer les coûts à couvrir par les tarifs sur la période allant de janvier à octobre 2014, de répartir ces coûts entre les deux périodes susmentionnées.

Pour ce faire, la CRE a mené l'exercice en allouant les coûts et les recettes des TRV et du TURPE, sur ces différentes périodes et pour chaque couleur tarifaire, au *pro rata* des consommations réalisées sur 2014, par couleur tarifaire et par mois, pour les clients d'EDF au TRV. Cette méthodologie permet d'affecter davantage de coûts sur les périodes où la consommation, et par suite la production, sont les plus importantes, tout en conservant une relative simplicité et lisibilité.

Sur l'année 2014, les coûts comptables de production d'EDF diminuent de 1,6 % par rapport aux coûts comptables de production sur l'année 2013. Cette baisse n'est cependant pas d'ampleur suffisamment importante pour compenser la hausse insuffisante des TRV au 1^{er} août 2013, ce qui génère un écart entre coûts et recettes issues des TRV. Cet écart, sur la période du 1^{er} janvier 2014 au 30 octobre 2014, s'élève à 922 M€.

Les rattrapages réalisés depuis le 1^{er} novembre 2014

L'arrêté du 30 octobre 2014 prévoyait une hausse tarifaire devant permettre, outre l'atteinte de l'empilement en niveau, de rattraper partiellement les écarts constatés sur les années 2012 et 2013. Selon le courrier de saisine de la ministre, les hausses des TRV lors du mouvement du 1^{er} novembre 2014 pour les clients bleus résidentiels et jaunes incluent une part de rattrapage de 0,9 %, avec des niveaux de prix calculés sur l'année 2014.

La CRE a évalué la part du rattrapage déjà effectuée par les TRV fixés au 1^{er} novembre 2014, sur la période allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015. Il s'agit d'une estimation, l'ensemble des coûts réalisés sur 2015 n'étant à date pas encore connus.

Le niveau du rattrapage est calculé, pour chaque couleur tarifaire, comme le produit des consommations par la différence entre le niveau du tarif en vigueur (issu du mouvement du 1^{er} novembre 2014) et le niveau de l'empilement tarifaire, sur l'année 2014 pour la période s'étalant du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2014 d'une part, et sur l'année 2015 pour la période s'étalant du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015 d'autre part.

Le montant estimatif des rattrapages réalisés par les TRV sur la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015 s'établit à 205 M€.

Impact des rattrapages sur les évolutions tarifaires

La CRE a déterminé les évolutions qu'il faudrait appliquer aux TRV actuels pour réaliser l'ensemble des rattrapages tarifaires, compte-tenu du niveau de l'empilement en 2015 et des rattrapages prévisionnels déjà effectués sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015 mentionnés ci-avant. Les TRV jaunes et verts étant supprimés à compter du 1^{er} janvier 2016, les évolutions pour ces TRV sont calculées pour des rattrapages réalisés intégralement sur la période allant du 1^{er} août 2015 au 31 décembre 2015. Concernant les tarifs bleus, les calculs ont été réalisés dans l'hypothèse d'un rattrapage sur un an et sur deux ans.

Couleur tarifaire	Hausse tarifaire
Bleu - rattrapage sur 1 an	+ 8,0 %
Bleu - rattrapage sur 2 ans	+ 3,5 %
Jaune⁽¹⁾	+ 2,5 %
Vert⁽¹⁾	+ 10,9 %

Tableau 2 : Évolutions tarifaires à appliquer aux TRV actuels pour respecter la construction par empilement et effectuer les rattrapages tarifaires, compte-tenu des rattrapages prévisionnels sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015

(1) Pour un rattrapage réalisé sur la période du 1^{er} août 2015 au 31 décembre 2015

Conclusion : évolutions tarifaires à envisager pour atteindre l'empilement, en intégrant le rattrapage de l'intégralité des retards en masse

Dans la Figure 2 ci-dessous sont présentées, en synthèse des parties précédentes, les évolutions à appliquer aux niveaux des TRV actuels (fixés par arrêté au 1^{er} novembre 2014) afin d'une part de couvrir le niveau prévisionnel des TRV par empilement au 1^{er} août 2015, et d'autre part de réaliser l'intégralité des rattrapages tarifaires, en un an pour les tarifs bleus, et sur la période du 1^{er} août 2015 au 31 décembre 2015 pour les tarifs jaunes et verts.

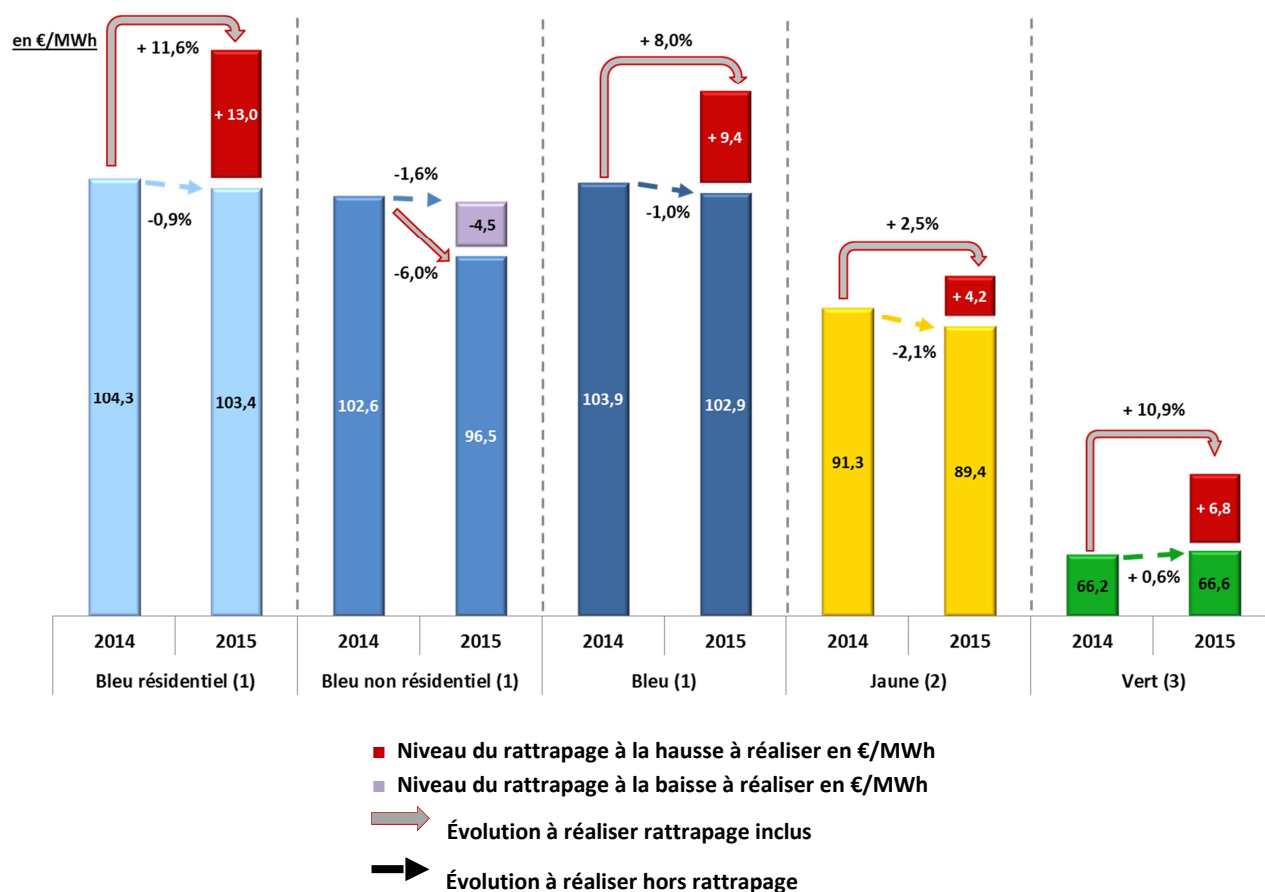


Figure 2 : Evolutions des TRV au 1^{er} août 2015 telles qu'évaluées par la CRE pour chaque couleur tarifaire

- (1) Part énergie TRV bleus calculée hors TEMPO, EJP et EP
- (2) Part énergie TRV jaunes calculée sur le profil ENT1
- (3) Part énergie TRV verts calculée sur le profil ENT3

Chapitre 1 : La tarification par empilement des coûts

L'article L.337-5 du code de l'énergie dispose que *« les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures »*.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose quant à lui que : *« Dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, 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. Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée »*. Ces dispositions, issues de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, qui prévoient la mise en place d'une tarification par « empilement », ont pour objet d'assurer la contestabilité des tarifs par les fournisseurs alternatifs. L'article 2 du décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 a achevé la période transitoire prévue par l'article L. 337-6 du code de l'énergie à la date de son entrée en vigueur.

L'article 3 du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 tel que modifié par le décret du 28 octobre 2014 définit chacun des termes de l'addition permettant la construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement. Il précise que *« pour chaque catégorie tarifaire mentionnée à l'article 2 », le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé par l'addition de ces coûts, « sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Electricité de France et des entreprises locales de distribution »*.

Le juge des référés, dans sa décision du 7 janvier 2015 relative au recours contre l'arrêté du 30 octobre 2014 a notamment considéré que l'obligation de prendre en compte les coûts des opérateurs historiques, qui subsiste en application de l'article L. 337-5 du code de l'énergie et du décret, n'impliquait plus nécessairement la couverture par le tarif des coûts comptables complets d'EDF. Il a précisé que la « contestabilité » économique que le nouveau mode de fixation des tarifs est destiné à garantir consiste en *« la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés »*.

Les parties suivantes rappellent la méthodologie suivie pour calculer les différentes composantes de l'empilement tarifaire et explicitent la valeur de chacune d'entre elles en 2015 – approvisionnement en énergie à l'ARENH et au marché, approvisionnement en capacité, charges d'acheminement, coûts de commercialisation et rémunération normale de l'activité de commercialisation.

1. La part énergie des tarifs réglementés correspond à l’approvisionnement d’un fournisseur effectué à l’ARENH et au marché

1.1. Méthodologie d’évaluation du coût d’approvisionnement en énergie

Le Rapport 2014 expose en détail la méthodologie suivie pour calculer la part énergie du tarif, qui représente le coût de l’approvisionnement à l’ARENH et sur le marché de gros d’un fournisseur, selon le type de client.

Les analyses menées dans cette partie utilisent l’outil de « pricing » de courbe de charge décrit dans le Rapport 2014, le même jeu d’hypothèses, et des valeurs de prix de marché réactualisées. L’outil calcule le coût de la fourniture en énergie pour les différents types de clients, en se fondant sur un approvisionnement à l’ARENH et sur les marchés de gros, et en intégrant les aléas de consommation liés à la thermosensibilité. Pour ce faire, le modèle génère, par un processus stochastique¹, de nombreux scénarios de température, et pour chacun de ces scénarios une chronique de prix de marché et la courbe de consommation du client considéré. Le modèle optimise ensuite l’approvisionnement complémentaire à l’ARENH, constitué de produits calendaires base et pointe et d’achats/reventes sur le marché spot, avec une politique de gestion du risque qui vise à minimiser l’écart type du coût d’approvisionnement.

Le modèle prend ainsi en compte les risques climatiques et les risques de volatilité des prix de marché, mais n’intègre pas les risques non quantifiables tels que les risques de consommation autres que la thermosensibilité ou les risques de variation de portefeuille, qui sont à prendre en compte dans le cadre de la rémunération de l’activité de commercialisation. La CRE mène actuellement des travaux afin d’isoler dans les résultats du modèle les coûts des risques supportés par les fournisseurs (tels que la thermosensibilité des clients), et de prendre en compte les modalités particulières des tarifs à effacement de type EJP et Tempo, comme annoncé dans son avis sur le mouvement tarifaire du 30 octobre.

1.2. Niveau de la part énergie des tarifs réglementés

Construction de la courbe de charge

Pour établir l’empilement des coûts correspondant à un tarif réglementé, les clients ayant souscrit ce tarif se voient affecter un profil de consommation à partir duquel leur courbe de charge est reconstituée.

Les clients aux tarifs bleus et jaunes sont profilés dans la très grande majorité des cas ; la CRE construit dès lors leurs courbes de charge en affectant les profils ERDF à chacune des options tarifaires.

¹ Dont les fondamentaux mathématiques sont décrits dans l’annexe du Rapport 2014.

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
Bleu résidentiel	Base (< 9kVA)	RES 1
	Base (≥ 9KVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
Bleu non résidentiel	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
Jaune	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
Vert	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4
	A8 Base	ENT 5
	A8 EJP	ENT 6

Tableau 3 : Correspondance entre option tarifaire des tarifs réglementés et profil

Les courbes de charges sont obtenues à partir de ces profils en application des règles exposées dans le document de RTE intitulé « *Règles relatives à la programmation au mécanisme d'ajustement et au dispositif de la responsabilité d'équilibre* »².

La construction, à partir des profils, de courbes de charge représentatives des clients bénéficiant de tarifs EJP et Tempo incitant à l'effacement nécessite de simuler le tirage des jours de pointe. Les travaux en cours visent à intégrer un algorithme permettant de réaliser une telle simulation.

Les clients aux tarifs verts sont, pour près de 90 % d'entre eux, télérelevés. La CRE ne dispose pas des données permettant d'en évaluer précisément le coût d'approvisionnement. Elle a annoncé par ailleurs, dans son avis du 30 octobre 2014, qu'elle ne développerait pas d'outil permettant d'évaluer les tarifs réglementés par empilement pour ces clients, du fait de la disparition des tarifs réglementés pour les clients ayant des puissances souscrites supérieures à 36 kVA à l'échéance du 31 décembre 2015.

Calcul du droit ARENH

Les volumes d'ARENH du tableau ci-après, exprimés en pourcentage de la consommation totale, sont calculés à partir des profils à température normale de cet ensemble de consommateurs, selon les modalités du décret n°2011-466 du 28 avril 2011³ fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Le prix de l'ARENH en 2015 est de 42 €/MWh.

² Voir Section 2, chapitre F

³ Dont les paramètres sont précisés par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits ARENH

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Volume d'ARENH en 2015
Bleu résidentiel	Base ⁴	79,7%
	HP/HC	63,3%
Bleu non résidentiel	Base	64,5%
	HP/HC	71,0%
	Eclairage public	96,4%
Jaune	Base	75,0%
Vert	A5 Base	77,2%

Tableau 4 : Droits ARENH des options tarifaires en 2015

Prix de marché de référence

Les prix de marché retenus pour l'année 2015 sont indiqués dans le Tableau 5. Ils correspondent à la moyenne de l'ensemble des produits calendaires 2015 base et pointe échangés sur les marchés ou via les courtiers, pondérée par les volumes de ces transactions.

Dans le Rapport 2014, la CRE avait proposé deux méthodologies de prix de marché de référence :

- Une moyenne arithmétique des produits calendaires sur une période choisie, qui a l'avantage d'être reproductible par les fournisseurs.
- Une moyenne pondérée des volumes effectivement échangés, qui a l'avantage de refléter de manière plus juste les échanges observés sur les marchés.

Pour être reproductible par l'ensemble des fournisseurs, le choix d'un prix de référence fondé sur une moyenne arithmétique doit être annoncé *ex ante*. Pour cette raison, la CRE avait, de manière transitoire, choisi de retenir lors de son Rapport 2014 une moyenne pondérée des volumes représentative des échanges déjà réalisés sur le marché. La CRE renouvelle cette approche dans ce rapport. Toutefois, la CRE confirme son intention de retenir à l'avenir une moyenne arithmétique des produits calendaires, sur une période qui reste encore à définir.

Prix calendaires 2015	en €/MWh
Base	42,7
Pointe	55,4

Tableau 5 : Moyenne pondérée des volumes des produits calendaires 2015 base et pointe échangés via les bourses et les courtiers

Les prix de marché de référence retenus par la CRE pour cette année 2015 sont en baisse par rapport à ceux retenus pour l'évaluation des tarifs par empilement en 2014. Cette diminution traduit l'évolution baissière des prix sur les marchés de gros de l'énergie, représentée en Figure 3.

⁴ Le droit ARENH de l'option bleu résidentiel base est une moyenne des droits ARENH des profils RES 1 et RES 11, pondérée des volumes de consommation associés à chacun de ces profils dans la base de données clients d'EDF.

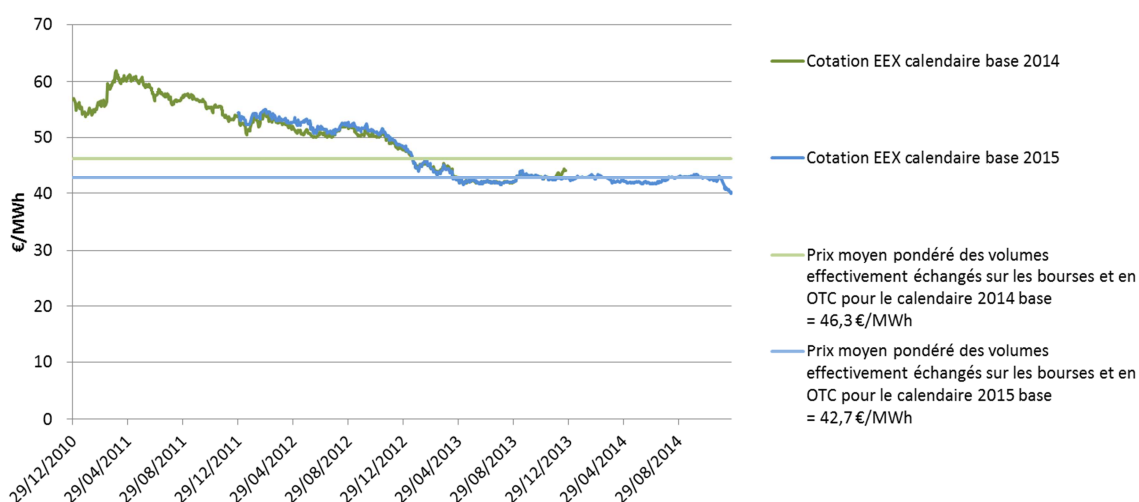


Figure 3 : Cotations EEX des produits calendaires base 2014 et 2015 et prix calendaire de référence calculé par la CRE

Frais liés à la fourniture d'électricité

Tout fournisseur d'électricité doit souscrire certaines prestations ou contribuer à des mécanismes spécifiques au fonctionnement du système électrique, lesquels génèrent des frais supplémentaires.

Ces frais généraux varient selon les fournisseurs. La CRE a retenu dans son Rapport 2014 une approche majorante de ces frais, permettant de garantir la contestabilité des tarifs réglementés. Elle retient la même approche pour 2015, le niveau de ces frais est indiqué dans le Tableau 6.

La CRE ne tient pas compte dans le coût d'approvisionnement de frais vraisemblablement inclus dans les coûts commerciaux, tels que les frais spécifiques au dispositif ARENH, les abonnements aux données météorologiques et au flux ERDF.

Frais	Valeur	Unité
Frais marché spot	0,10	€/MWh
Frais marché à terme	0,02	€/MWh
Frais soutirage RTE	0,15	€/MWh
Contribution de solidarité des sociétés	0,10	€/MWh
Coût des écarts du périmètre d'équilibre – petits consommateurs (TRV bleus)	1	€/MWh
Coût des écarts du périmètre d'équilibre – grands consommateurs (TRV jaunes et verts)	0,5	€/MWh

Tableau 6 : Frais retenus par la CRE

Niveau de la part énergie des tarifs

Le tableau ci-dessous présente les résultats du calcul du coût d'approvisionnement à l'ARENH et au marché, qui intègre les frais mentionnés au paragraphe précédent.

Profil	Base ⁵	RES2	PRO1	PRO2	PRO5	ENT1	ENT3
Coût d'approvisionnement	46,2	45,1	47,2	45,3	39,9	46,1	45,4

Tableau 7 : Coût d'approvisionnement en €/MWh en énergie de différent profils en 2015 avec les hypothèses susmentionnées

⁵ Le profil « base » est une moyenne pondérée des profils RES 1 et RES 11

Le coût de l'approvisionnement en énergie est plus faible en 2015 qu'en 2014, en raison de prix de marché plus bas à prix de l'ARENH inchangé.

2. Coûts de commercialisation et rémunération normale de l'activité de fourniture

2.1. La CRE mène des analyses afin de déterminer les coûts de commercialisation et la rémunération normale de l'activité de fourniture à retenir dans les tarifs réglementés de vente

L'article 3 du décret du 12 août 2009 tel que modifié par les dispositions du décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 précise que la rémunération normale prévue par le code de l'énergie porte sur l'activité de fourniture, et que « *les coûts de commercialisation correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

L'arrêté du 30 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité retient les coûts de commercialisation d'EDF⁶ pour le calcul des tarifs réglementés, auxquels il ajoute une « *marge raisonnable* » de 2 €/MWh pour les tarifs bleus, 1,5 €/MWh pour les tarifs jaunes et de 1 €/MWh pour les tarifs verts.

Dans son avis du 30 octobre 2014, la CRE considère que « *l'identité établie par le projet d'arrêté entre la notion de « coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France » et les « coûts commerciaux prévisionnels d'Electricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité » doit être expertisée* ».

Afin d'explicitier la notion de fournisseur au moins aussi efficace qu'EDF, et de déterminer le niveau approprié de la rémunération normale de l'activité de fourniture, la CRE a lancé le 19 juin dernier une consultation publique. Les contributions sont attendues au plus tard le 30 juillet 2015.

Par ailleurs, la CRE a demandé à EDF de mener un audit, portant sur le périmètre des coûts de commercialisation, sur les méthodes d'affectation des coûts entre la fourniture d'électricité et les autres activités commerciales, entre les offres de marché et les tarifs réglementés, et entre les différentes catégories et options des tarifs réglementés, ainsi qu'entre les coûts fixes et variables. Les résultats ont été récemment présentés à la CRE, qui les examinera en détail dans les prochaines semaines. Cette étude participe aux travaux de la CRE, annoncés dans le Rapport 2014, portant sur le périmètre des coûts commerciaux et sur les méthodes d'allocation.

Enfin, la CRE souhaite procéder à l'analyse des coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs et, dans ce cadre, a demandé à certains de ces fournisseurs de transmettre leurs éléments de coûts.

L'ensemble de ces travaux s'inscrivent dans le cadre de la mission confiée par le législateur à la CRE de proposer les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie à partir du 8 décembre 2015.

⁶ Arrêté du 30 octobre 2014 « *Les coûts de commercialisation correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France. Ils sont en conséquence établis sur la base des coûts commerciaux prévisionnels d'Electricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.* »

Sans présager de la nature des coûts qui pourraient être retenus dans les évolutions tarifaires envisagées par les ministres d'ici la fin de l'année 2015, et de la même façon que dans ses rapports tarifaires de 2013 et de 2014, la CRE expose ci-après les sous-jacents des évolutions des coûts commerciaux d'EDF.

2.2. Les coûts de commercialisation d'EDF

2.2.1. Les coûts commerciaux de l'année 2014 sont supérieurs aux coûts commerciaux réalisés sur l'année 2013, mais inférieurs aux prévisions budgétaires

Les coûts commerciaux d'EDF suivent une tendance haussière depuis 2010, qui se stabilise toutefois progressivement. Entre 2010 et 2013, les coûts commerciaux, hors effet de la décision du CoRDIS⁷, ont augmenté en moyenne de 2,6 %/an. Dans son Rapport 2014, la CRE s'est fondée sur cette tendance haussière de 2,6 % pour estimer le niveau des coûts commerciaux pour l'année 2014 retenus dans les tarifs réglementés du 1^{er} novembre 2014.

De 2011 à 2014, le taux de croissance des coûts commerciaux, hors effet des décisions du CoRDIS, se réduit, pour atteindre +1,7 %/an. Les coûts prévisionnels d'EDF pour 2015 sont supérieurs de 1,3 % aux coûts commerciaux réalisés 2014.

Ces évolutions sont présentées dans la Figure 4 ci-dessous, où sont également indiquées les principales composantes des coûts commerciaux. Ces coûts commerciaux sont ceux de l'activité commercialisation France d'EDF. Outre les coûts liés à la commercialisation des tarifs réglementés, ils intègrent également les coûts liés aux offres de marché ainsi qu'au tarif agent. Ces coûts sont ensuite répartis, nativement ou au moyen de clefs d'affectation, entre les offres de marché et les différentes catégories tarifaires.

⁷ Voir Rapport 2014 : « À la suite de la décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) du 17 décembre 2012 relative à l'exécution de sa décision du 22 octobre 2010, la quote-part des créances irrécouvrables correspondant à l'acheminement est désormais prise en compte directement par ERDF et non plus par le fournisseur des clients concernés. »

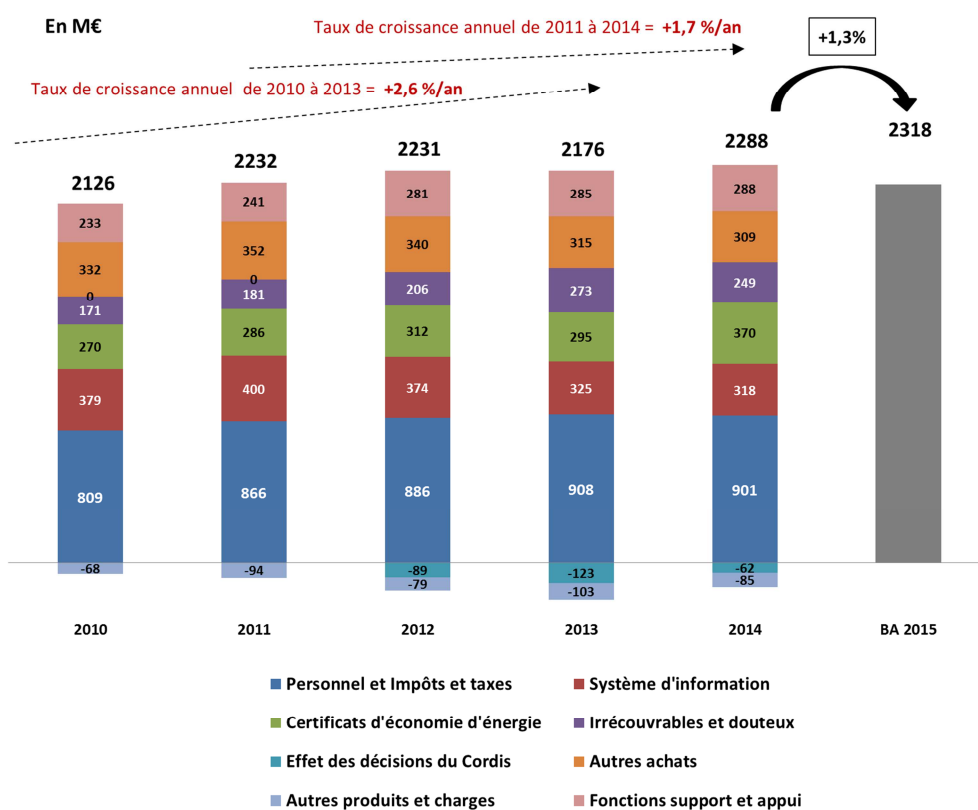


Figure 4 : Évolution des coûts commerciaux d'EDF au périmètre France de 2010 au prévisionnel 2015

2.2.2. Principaux facteurs d'évolution des coûts commerciaux

Les coûts commerciaux réalisés 2014 (2 288 M€) sont inférieurs de 2,1 % à la prévision du budget d'EDF (2 336 M€) et supérieur de 4,6 % à l'hypothèse de coûts commerciaux retenus par la CRE dans le Rapport 2014 (2 233 M€). Les écarts entre le budget d'EDF et le réalisé sont présentés Figure 5. Les paragraphes suivants explicitent les raisons de ces variations de coûts.

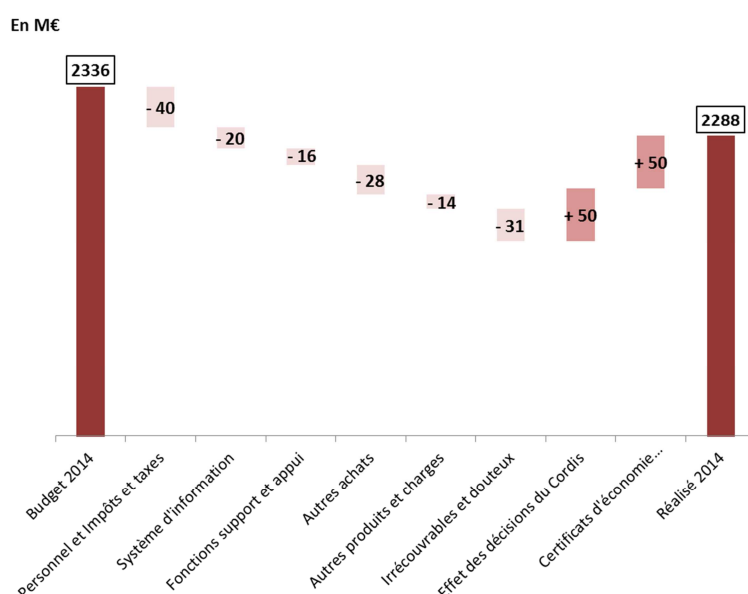


Figure 5 : Détail de l'écart entre les coûts commerciaux prévisionnels 2014 d'EDF et les coûts réalisés 2014 (en M€)

❖ Les coûts de personnel, impôts et taxes, de systèmes d'information, d'achats et de fonctions support et appui

Les coûts réalisés en 2014 liés aux systèmes d'information, aux achats, aux fonctions support et appui ainsi qu'au personnel, impôts et taxes, qui représentent environ 80 % des coûts de commercialisation d'EDF sont d'un niveau semblable (-17 M€) au niveau de 2013, comme indiqué Figure 4. Ces coûts sont inférieurs au budget prévisionnel 2014 présenté par EDF en juin 2014 lors de l'élaboration du précédent rapport (cf. Figure 5). Les écarts s'expliquent notamment par une inflexion à la baisse de la trajectoire des effectifs, un effet prix favorable sur les achats, et une diminution de certains achats liés aux systèmes d'information par rapport au budget.

❖ Les certificats d'économie d'énergie (CEE)

Comme évoqué dans le Rapport 2014, la ministre de l'énergie a annoncé, le 10 décembre 2013, le lancement de la troisième période du dispositif des CEE (2015-2017). L'objectif d'économie d'énergie a été quasiment doublé, porté à 220 TWh_c⁸ contre 115 TWh_c par an sur la période précédente (2011-2013). L'obligation d'EDF s'est élevée à 44,5 TWh_c pour l'année 2014 et atteindra 57 TWh_c par an de 2015 à 2017.

Les coûts de CEE présentés Figure 4 correspondent au coût de production des CEE de l'année considérée. EDF a augmenté le volume de sa production de CEE, afin de satisfaire à son obligation annuelle et de constituer un stock de CEE, qui permet de prémunir l'entreprise contre le risque de non satisfaction de l'obligation, qui provoquerait des pénalités.

Dans son rapport sur le dispositif CEE⁹, la Cour des comptes soulignait qu'EDF avait « *un coût d'obtention de ses certificats sensiblement supérieur à la moyenne* ». EDF a réduit d'un tiers son coût de production des CEE depuis le rapport de la cour des comptes. Ce coût reste supérieur au prix de marché, qui s'élève à 3,1 €/MWh¹⁰_c.

❖ Autres produits et charges opérationnelles (APCO)

Les autres produits et charges opérationnelles (APCO) ont connu une hausse de 17 M€ entre 2013 et 2014. Cette évolution est due notamment aux dispositions de l'article 22 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation, qui ajoute un article L. 121-92-1 au code de la consommation, lequel dispose que : « *Aucun frais liés au rejet de paiement ne peuvent être imputés par un fournisseur d'électricité et de gaz naturel aux personnes physiques n'agissant pas pour des besoins professionnels qui bénéficient de la tarification spéciale "produit de première nécessité" de l'électricité ou du tarif spécial de solidarité du gaz naturel* ».

⁸ Le TWh « cumac » mesure la quantité d'énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit. Cela représente une quantité d'énergie qui aura été économisée grâce aux opérations d'économies d'énergie mises en place.

⁹ « *Les Certificats d'Economies d'Energie* », Cour des comptes, octobre 2013

¹⁰ Registre national des Certificats d'Economie d'Energie https://www.emmy.fr/front/donnees_mensuelles.jsf Ce marché est cependant peu liquide.

❖ Les charges relatives aux créances irrécouvrables et douteuses et les conséquences des décisions du CoRDiS correspondant à la part acheminement de ces créances

Les charges liées aux « irrécouvrables et douteux » ont baissé de 24 M€ entre l'année 2013 et l'année 2014. Cette baisse est due notamment à une meilleure allocation des irrécouvrables entre les clients gaz et les clients électricité¹¹.

A la suite de la décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) du 17 décembre 2012, la quote-part des créances irrécouvrables correspondant à l'acheminement est à la charge d'ERDF et non plus du fournisseur. Pour les clients fournis aux tarifs réglementés, cela entraîne une diminution des charges d'EDF de 62 M€ pour l'année 2014 pour le poste irrécouvrables et douteux. Cette diminution était de respectivement 89 M€ et 123 M€ pour les années 2012 et 2013.

La variabilité importante de la part des irrécouvrables à la charge du gestionnaire de réseau est due à l'évolution des méthodes d'estimation des volumes irrécouvrables pour lesquels la décision du CoRDiS est applicable. Les développements de systèmes d'information d'EDF permettant d'évaluer la quote-part des irrécouvrables à la charge d'ERDF devraient s'achever en 2015 et ainsi permettre de stabiliser le niveau de cette quote-part.

2.3. EDF anticipe une hausse de ses coûts commerciaux de 1,3 % entre 2014 et 2015

Le budget prévisionnel d'EDF pour l'année 2015 s'établit à 2 318 M€, soit +1,3 % par rapport aux coûts réalisés sur l'année 2014. Cette hausse modérée traduit un effort d'EDF pour maîtriser ses coûts de commercialisation et s'explique par différents facteurs :

- les coûts de système d'information, de personnel, impôts et taxes et de fonctions support et appui, qui représentent environ 65% des coûts de commercialisation, sont en légère croissance (+30 M€) ;
- les achats augmentent du fait du développement du projet IROISE, qui vise à préparer la fin des TRV jaunes et verts et le développement des offres de marché pour ces clients. Les coûts liés à ce projet sont principalement affectés au segment des offres de marché ;
- l'augmentation de 24 M€ des charges relatives aux « Irrécouvrables et Douteux » ;
- l'estimation des déductions de charges liées à la décision du CoRDiS de 105 M€.

Les coûts liés à la facturation rectificative des tarifs réglementés pour l'année 2012, à la suite de la décision du conseil d'Etat¹², ne sont pas pris en compte, en particulier les charges d'irrécouvrables, dans le budget prévisionnel de l'année 2015, mais devraient néanmoins être supportés par EDF pour partie dès cette année 2015 puis sur 2016 pour l'ensemble des clients facturés, suivant le rythme de facturation et des passages en catégorie « clients douteux ».

L'évolution des coûts commerciaux d'EDF est inférieure à la hausse tendancielle observée lors des trois années précédentes. Dans le cadre des analyses du présent rapport, la CRE retient comme hypothèse d'évolution des coûts commerciaux pour l'année 2015 le budget prévisionnel d'EDF.

¹¹ Liée à des investissements spécifiques sur les systèmes d'information.

¹² Décision du conseil d'Etat n° 365219 du 11 avril 2014

2.4. EDF a réalisé un audit externe portant sur l'affectation des coûts commerciaux aux tarifs réglementés à la demande de la CRE

Conformément à ce qu'elle avait indiqué dans son Rapport 2014, la CRE a demandé par courrier à EDF, le 5 février 2015, de réaliser un audit de ses coûts commerciaux. L'auditeur choisi par EDF devait dans son analyse :

- préciser le périmètre des coûts retenus ;
- donner son appréciation sur la méthode d'allocation des coûts entre la fourniture d'électricité et les autres activités commerciales, entre les offres de marché et les tarifs réglementés, et entre les différentes catégories et options des tarifs réglementés– en portant une attention particulière à l'affectation des coûts entre les clients dont le tarif est supprimé fin 2015 et ceux dont le tarif perdurera au-delà ;
- proposer une allocation des coûts commerciaux entre les coûts fixes et les coûts variables.

Le rapport d'audit a été rendu le 3 juin 2015 par le cabinet EY (Ernst & Young). Il a été présenté à la CRE mi-juin et fera l'objet d'une instruction par ses services au cours des prochaines semaines.

2.5. Les coûts commerciaux diminuent de 2,5 % au périmètre des tarifs réglementés

Les coûts commerciaux en €/MWh sont présentés à la Figure 6 ci-dessous pour chaque couleur tarifaire.

Les coûts commerciaux retenus dans les TRV lors du mouvement du 1^{er} novembre 2014 correspondent aux coûts commerciaux d'EDF tels qu'ils avaient été estimés par la CRE dans son Rapport 2014, c'est-à-dire les coûts commerciaux d'EDF réalisés sur l'année 2013 augmentés de 2,6%. Cette évolution correspond à l'évolution moyenne des coûts, hors effet des décisions du CoRDIS, entre 2010 et 2013.

Les coûts commerciaux réalisés sur l'année 2014 sont présentés également dans la Figure 6, recalés sur les consommations à température normale, c'est-à-dire corrigés des effets climatiques. En revanche, pour le calcul du rattrapage tarifaire au titre de l'année 2014, effectué à la partie 2 du chapitre 2, les coûts commerciaux retenus sont ceux à température réalisée, non corrigés des effets climatiques.

Les coûts commerciaux prévisionnels pour 2015, exprimés en €/MWh, varient par rapport aux coûts 2014 de respectivement -2,7 %, -2,5 %, +2,4 % et -4,6 % pour les clients aux tarifs bleus résidentiels, bleus professionnels, jaunes et verts. Cette évolution, combinée à la baisse prévisionnelle des volumes vendus aux tarifs réglementés traduit une affectation des coûts plus importante sur les offres de marché qu'auparavant, en lien avec l'anticipation de la fin des tarifs réglementés et la proposition d'offres de marché à ces clients.

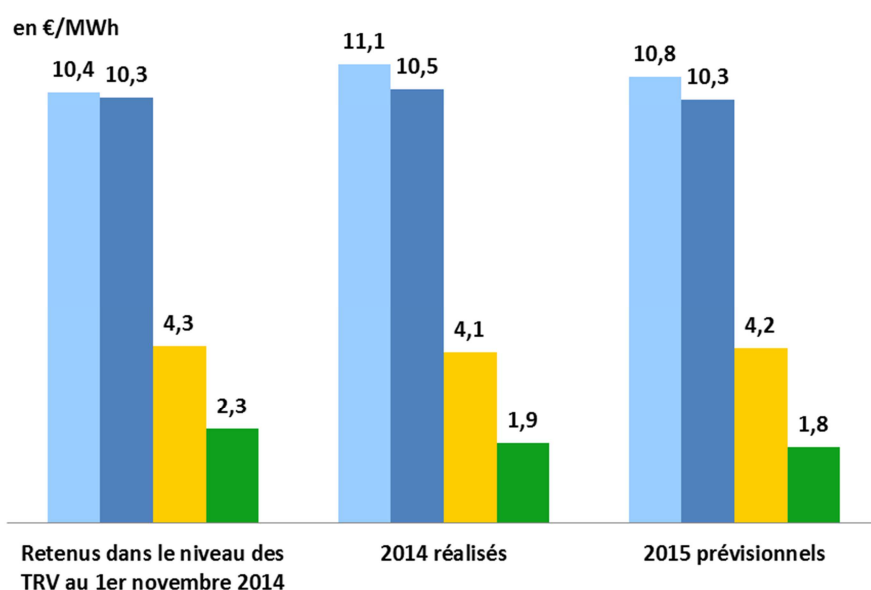


Figure 6 : Coûts commerciaux d'EDF en 2014 et 2015 à température normale

3. Les charges d'acheminement des tarifs réglementés de vente

3.1. La méthode de calcul du TURPE optimisé moyen pour les clients au tarif réglementé de vente

3.1.1. Principes généraux

La composante des tarifs réglementés liée à l'acheminement est déterminée à partir des « *tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution [qui] sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* » (article L. 341-2 du code de l'énergie).

Le coût de la part acheminement est fonction, pour l'essentiel, du domaine de tension et de puissance, de l'option tarifaire choisie, de la puissance souscrite et de la consommation en énergie pour chacun des clients au tarif du portefeuille d'EDF.

Plusieurs options¹³ du TURPE peuvent être proposées à un même client : à titre d'exemple, un client raccordé en basse tension de puissance souscrite supérieure à 36 kVA, ce qui correspond à un tarif « jaune », pourra bénéficier de l'une ou l'autre des deux options tarifaires : « Moyenne utilisation à quatre classes temporelles » et « Longue utilisation à cinq classes temporelles ».

Dans le cas des tarifs réglementés de vente, le client est en contrat unique avec EDF. La part acheminement est donc facturée par les gestionnaires de réseau directement à EDF, qui choisit l'option et la version du TURPE pour ses clients de façon à minimiser les coûts d'acheminement, qui

¹³ Selon le domaine de tension, les utilisateurs peuvent choisir entre plusieurs options tarifaires. Certaines de ces options présentent des tarifs différenciés suivant la saison ou l'heure de la journée. Les clients raccordés en basse tension de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir entre 3 options : courte utilisation, moyenne utilisation avec différenciation temporelle et longue utilisation. Si la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et le raccordement en BT, deux options à différenciation temporelle sont possibles : moyenne utilisation et longue utilisation. Enfin, les utilisateurs raccordés en HTA ont le choix entre 3 options tarifaires : sans différenciation temporelle, avec différenciation temporelle à cinq classes et avec différenciation temporelle à huit classes.

sont intégrés par la suite dans les tarifs réglementés de vente. Au sein d'un même tarif (par exemple jaune), d'une même option (par exemple base), d'une même version (par exemple moyenne utilisation, MU)¹⁴ ou pour une même puissance souscrite (par exemple 100 kVA), des clients ayant des consommations différentes peuvent se voir appliquer des options du TURPE différentes, en raison de l'optimisation opérée par EDF client par client.

Cette optimisation des coûts d'acheminement est prise en compte lors de l'élaboration des grilles tarifaires. Ainsi, pour chaque configuration tarif/option/version/puissance, le niveau du TURPE retenu dans les TRV correspond à la moyenne des TURPE optimisés de l'ensemble des clients dans cette configuration.

Dès lors, dans les analyses tarifaires menées par la CRE, la part acheminement est calculée sur la base d'un TURPE optimisé.

Les données de consommation et de puissance souscrite utilisées pour calculer le TURPE optimisé sont issues de la base de données du portefeuille de clients d'EDF aux tarifs réglementés dans laquelle figurent les caractéristiques de consommation et de puissance souscrite des clients.

La CRE calcule, d'une part, la part acheminement prévisionnelle pour évaluer les évolutions tarifaires à venir, et d'autre part, la part acheminement réalisée pour déterminer le montant des éventuels rattrapages.

Dans le premier cas, les calculs sont réalisés à partir des consommations des clients à « température normale », c'est-à-dire hors aléas climatiques. Dans le second cas, il s'agit des consommations effectivement réalisées sur l'année considérée à « température réalisée ». Ce traitement différencié est justifié par la grande thermosensibilité des consommations françaises.

3.1.2. Composantes des charges d'acheminement prises en compte

La part acheminement intégrée au tarif réglementé de vente tient uniquement compte des composantes du TURPE qui ne relèvent pas d'un comportement spécifique de la part d'un client donné. Les composantes du TURPE non prises en compte dans les TRV sont acquittées auprès du gestionnaire de réseau par le fournisseur qui les refacture ensuite au consommateur.

Par exemple, pour les clients jaunes et verts, la composante de comptage sera facturée différemment selon que le compteur est la propriété du client ou de l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie (AODE). Cette composante n'est donc pas incluse pour ces tarifs dans le calcul de la part acheminement, et par conséquent dans les coûts à couvrir par le tarif réglementé de vente. En revanche, pour les clients au tarif réglementé bleu, les clients acquittent tous la même composante de comptage ; celle-ci est dès lors incluse dans le calcul de la part acheminement.

Pour les clients au tarif bleu, les composantes de TURPE prises en compte dans le calcul et retenues en conséquence dans les tarifs sont les suivantes :

- Composante annuelle de gestion (« CG ») ;
- Composante annuelle de soutirage (« CS ») ;
- Composante annuelle de comptage (« CC »).

¹⁴ Les notions d'option et de version sont confondues pour la grille tarifaire du TURPE. En revanche, dans la grille tarifaire des TRV, l'option correspond au type de tarif (Base, EJP, HPHC, ou Tempo), la version correspond à la puissance souscrite pour les tarifs réglementés de vente bleus et à la durée d'utilisation (courte, moyenne ou longue) pour les tarifs jaunes et verts.

Elles s'appliquent uniformément à tous les clients pour chaque grille tarifaire considérée.

Pour les clients aux tarifs jaunes et verts, certaines composantes ne sont pas prises en compte dans le calcul de la part acheminement. Le Tableau 8 ci-dessous précise les composantes incluses dans les tarifs ou facturées en sus selon la couleur tarifaire.

	Jaune	Vert
Composante annuelle de gestion (CG)	Oui	Oui
Composante annuelle de comptage (CC)	Non	Non
Composante annuelle des injections (CI)	n/a	Non
Composante annuelle des soutirages (CS)	Oui	Oui
Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)	Non*	Non*
Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)	Non	Non
Composante de regroupement tarifaire des points de connexion (CR)	Non	Non
Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP)	Non	Non
Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)	Oui	Non

* Fait l'objet d'une ligne spécifique dans l'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité mais n'est pas pris en compte dans les analyses de la CRE sur la part acheminement du tarif réglementé de vente.

Tableau 8 : Composantes du TURPE incluses ou non dans la part acheminement des tarifs jaunes et verts

3.1.3. La CRE calcule la part acheminement de la base de données des clients aux tarifs afin de valider les chiffres transmis par EDF

La CRE a développé un outil permettant de calculer, pour chaque client, selon ses caractéristiques propres de consommation et sa puissance souscrite, un coût d'acheminement optimisé, correspondant à l'option la moins coûteuse du TURPE parmi celles auxquelles il pourrait souscrire.

Ce calcul est fondé sur la grille tarifaire du TURPE en vigueur au début de l'exercice tarifaire considéré ainsi que sur la base de données des clients du portefeuille d'EDF, dans laquelle les clients sont répartis par configuration tarif/option/version ou puissance.

La base de données transmise par EDF à la CRE est « agrégée » par centiles de consommation¹⁵ pour chaque configuration tarif/option/version ou puissance.

L'agrégation par centile entraîne une légère surévaluation de la part acheminement dans les calculs de la CRE de 0,1 % à 0,3 % pour les clients bleus, jaunes et verts, par rapport aux chiffres présentés par EDF. Les écarts d'une couleur à l'autre résultent de disparités de comportement des clients pouvant exister au sein d'un même centile de consommation, qui diminuent la précision du calcul de la part acheminement¹⁶. Ces écarts demeurent toutefois modérés et permettent à la CRE de valider les données de coût d'acheminement transmis par EDF, qu'elle utilise dans ses analyses tarifaires.

¹⁵ Les clients sont regroupés dans 100 groupes de même nombre de clients classés par niveau de consommation croissant : en particulier, le premier centile représente les 1% des clients consommant le moins, le dernier les 1 % consommant le plus.

¹⁶ Pour les options éclairage public, l'agrégation de la base de centile induit un biais plus important avec un écart par rapport au calcul d'EDF d'environ 0,5 %.

Affiner le calcul des coûts d'acheminement, en reprenant la base de données complète d'EDF qui comprend plus de 30 millions de sites de consommation, nécessiterait d'engager des moyens coûteux, disproportionnés au regard de l'objectif poursuivi pour l'analyse tarifaire.

3.2. L'évolution de la méthode de calcul de la part acheminement dans les TRV jaunes et verts en vue de leur suppression au 1er janvier 2016

Dans sa délibération du 27 novembre 2014¹⁷, la CRE rassemble les résultats des travaux sur la fin des tarifs réglementés de vente¹⁸ qui visaient « *d'une part, à ce qu'aucun obstacle technique, notamment les contraintes des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), ne vienne freiner le processus de sortie des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs concernés par cette extinction et, d'autre part, visant à une concertation entre l'ensemble des acteurs (fournisseurs, gestionnaires de réseaux, associations de consommateurs et pouvoirs publics – DGEC, DGCCRF et MNE) sur les modalités pratiques et opérationnelles de mise en œuvre de l'extinction de ces tarifs* ».

Dans cette même délibération, la CRE relève que « *afin de fluidifier au maximum l'extinction des tarifs réglementés de vente, ERDF a demandé aux fournisseurs de favoriser les changements de fournisseurs à iso-structure de comptage, sans modification de la formule tarifaire d'acheminement et de la puissance souscrite* ».

Dès lors, pour ne pas entraver les changements de fournisseurs lors de la suppression des TRV jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016, EDF a procédé aux modifications des options tarifaires du TURPE de ses clients qui le nécessitaient. Les formules tarifaires d'acheminement, pour les sites aux TRV jaunes et verts, ont ainsi été alignées sur les réglages actuels des compteurs. Ces sites pourront donc changer de fournisseur sans intervention d'ERDF sur les compteurs. Une intervention d'ERDF pour le changement de fournisseur peut décaler la date effective de passage en offre de marché.

Chaque option des TRV jaunes et verts se voit ainsi affecter une unique option du TURPE correspondant à la structure de comptage des TRV considérés. Le fournisseur historique ne prendra ainsi en compte dans le calcul de la part acheminement pour ces TRV que cette option « affectée » et ne réalisera plus d'optimisations telles que décrites dans la partie précédente.

Les options du TURPE dorénavant associées au calcul de la part acheminement dans les TRV jaunes, et verts et ce jusqu'à leur suppression au 1^{er} janvier 2016, sont les suivantes :

¹⁷ Délibération du 27 novembre 2014 portant communication sur la fin des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les consommateurs non domestiques de gaz naturel dont la consommation annuelle de gaz naturel est supérieure à 30 000 kWh

¹⁸ Travaux souhaités par la CRE lors de la délibération du 30 janvier 2014 portant bilan et orientations pour les travaux des instances de concertation relatifs au fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel

Couleur	Version/Type	TURPE associé
Jaune	MU	BT >36 kVA MU
	LU	BT >36 kVA LU
Vert	A5	HTA5
	A8	HTA8

Figure 7 : Correspondance entre option TRV et option TURPE demandé par ERDF dans le cadre de la suppression des TRV jaunes et verts au 1er janvier 2016

Ce changement de formule tarifaire d'acheminement sera effectif au 1^{er} août 2015 pour l'ensemble des sites d'EDF aux TRV jaunes et verts concernés. Il entraîne une augmentation moyenne du TURPE au 1^{er} août 2015 de +0,5 €/MWh (soit +1,3 %) pour les tarifs jaunes et de +1,0 €/MWh (soit +6,0 %) pour les tarifs verts.

3.3. Les coûts d'acheminement retenus dans les tarifs réglementés de vente pour un mouvement au 1er août 2015

Les coûts d'acheminement prévisionnels à retenir pour une potentielle évolution des TRV cet été ont été évalués à partir du TURPE au 1^{er} août 2015 sur les consommations 2014 à température normale, c'est-à-dire hors effet climatique.

Le niveau moyen des coûts d'acheminement par couleur au 1^{er} janvier 2014 ainsi qu'au 1^{er} août 2014, dates d'évolution des grilles tarifaires du TURPE, est également présenté à température normale dans la Figure 8, afin de permettre sa comparaison avec le niveau du 1^{er} août 2015.

Cependant, afin de calculer les écarts entre recettes et coûts réalisés sur l'année 2014¹⁹, les coûts d'acheminement sont calculés à température réalisée, c'est-à-dire sur les volumes effectivement consommés en 2014.

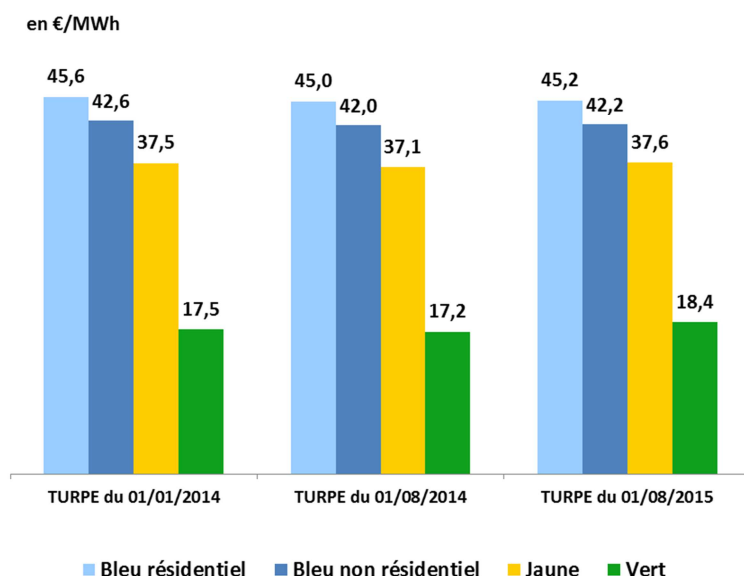


Figure 8 : Part acheminement à température normale, prévisionnelle au 1^{er} août 2015, et réalisée au 1^{er} janvier 2014 et au 1^{er} août 2014

¹⁹ Voir partie 2 du chapitre 2

4. Niveau de l'empilement tarifaire 2015 avant rattrapage

Les tarifs réglementés de vente, en application des dispositions du décret du 12 août 2009 tel que modifié par le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014, sont construits par empilement des différentes composantes précédemment exposées. La CRE a estimé le niveau de cet empilement, dans le cas d'un mouvement au 1^{er} août 2015. Ce niveau est présenté dans la Figure 9 ci-dessous pour chaque couleur tarifaire.

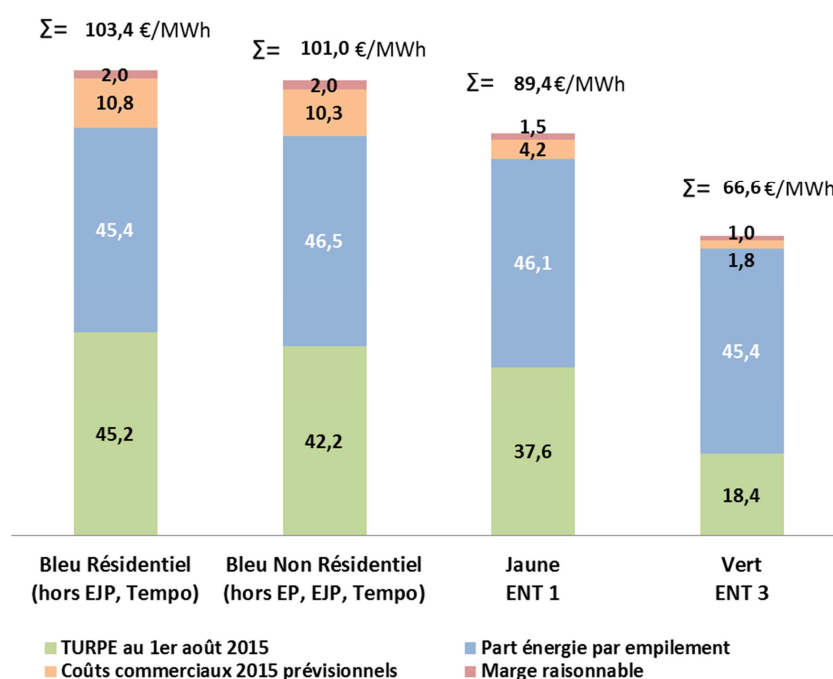


Figure 9 : Niveaux des TRV prévisionnels évalués au 1^{er} août 2015 (en €/MWh)

Le Tableau 9 ci-dessous présente l'ensemble des évolutions à appliquer aux niveaux des tarifs réglementés de vente actuels pour atteindre les niveaux de tarifs exposés ci-dessus :

	Evolution du TRV à l'été 2015 (avant rattrapage tarifaire)
Bleu résidentiel (hors TEMPO et EJP)	- 0,9 %
Bleu non résidentiel (hors EP, TEMPO et EJP)	- 1,6 %
Bleu (hors EP, TEMPO et EJP)	- 1,0 %
Jaune (Profil ENT 1)	- 2,1 %
Vert (Profil ENT 3)	+ 0,6 %

Tableau 9 : Évolutions tarifaires à effectuer en 2015 en application de la tarification par empilement

5. Les fournisseurs alternatifs ont la possibilité d'arbitrer entre un approvisionnement à l'ARENH ou au marché, ce qui leur permet d'avoir un coût d'approvisionnement inférieur à la part énergie des tarifs réglementés de vente

Plusieurs fournisseurs alternatifs ont résilié leur contrat ARENH au cours du premier semestre 2015 afin de s'approvisionner sur le marché à des conditions plus compétitives que l'ARENH. Le prix moyen du calendrier base à 42,7 €/MWh, retenu par la CRE dans ses analyses, est une moyenne des transactions effectuées lors des trois dernières années. Du fait de la tendance baissière des prix de marché, il est possible pour un fournisseur de s'approvisionner sur les marchés en 2015 à un prix inférieur au niveau retenu dans les tarifs réglementés de vente.

Un fournisseur qui aurait résilié son contrat ARENH en décembre 2014, et qui aurait substitué aux volumes ARENH des produits calendrier base 2015 au prix moyen de 41,1 €/MWh²⁰, bénéficie ainsi d'un coût d'approvisionnement inférieur au niveau de la part énergie retenue dans les tarifs réglementés 2015. Il disposerait ainsi d'un espace économique accru pour proposer des offres de marché compétitives par rapport aux tarifs. Celui-ci est illustré par la Figure 10 ci-dessous, qui compare le coût d'approvisionnement retenu dans les tarifs réglementés par empilement, hors rattrapage des retards en masse, et le coût d'approvisionnement dudit fournisseur. Cet espace économique sera d'autant plus important que des rattrapages de retards en masse au titre des exercices écoulés seront pris en compte dans les tarifs réglementés arrêtés par les ministres.

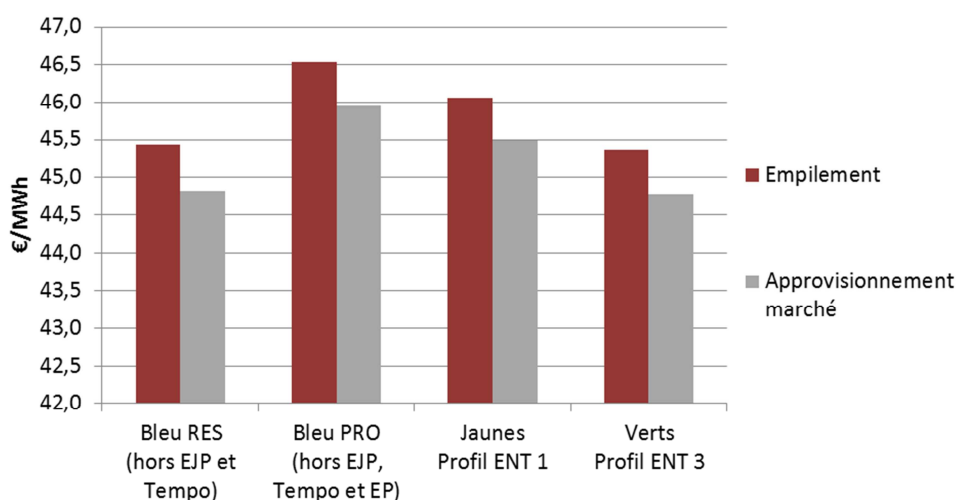


Figure 10 : Coût d'approvisionnement en 2015 « par empilement », c'est à dire à l'ARENH et au marché, et coût d'approvisionnement au marché en ayant effectué un arbitrage entre l'ARENH et les produits calendaires base en décembre 2014

²⁰ Moyenne arithmétique des cotations EEX pour le produit calendrier base 2015 en décembre 2014

Chapitre 2 : Analyse des coûts de production d'EDF

Jusqu'au 1^{er} novembre 2014, date du passage à une construction tarifaire par empilement, les tarifs réglementés de vente devaient couvrir les coûts d'EDF, que la CRE évaluait selon une méthodologie qu'elle a exposée dans ses précédents rapports et avis tarifaires. Cette méthode repose sur une prise en compte des coûts comptables d'EDF, augmentés d'une rémunération des capitaux engagés dans l'activité de production d'électricité.

Jusqu'au 1^{er} novembre 2014, l'écart entre les recettes générées par les tarifs réglementés de vente arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie et les coûts de production d'EDF doit, conformément aux décisions du Conseil d'Etat rappelées en introduction du présent rapport, faire l'objet d'un rattrapage.

La CRE avait déjà déterminé, dans son Rapport 2014, les retards en masse de couverture des coûts par les tarifs au titre des années 2012 et 2013.

Elle analyse, dans le présent chapitre, les coûts comptables de production d'EDF sur l'année 2014, afin de déterminer le retard en masse accumulé sur la période allant du 1^{er} janvier au 1^{er} novembre 2014.

Elle présente ici également des éléments prévisionnels d'évolution des coûts d'EDF sur la période 2015-2017, horizon temporel du plan moyen terme de l'entreprise, afin d'éclairer la question du niveau relatif des tarifs désormais établis par empilement, dans un souci de contestabilité, et des coûts supportés par le producteur EDF.

1. Les coûts comptables de production

1.1. La forte croissance des investissements d'EDF se confirme, malgré une révision à la baisse des dépenses par rapport aux prévisions de l'année dernière

A l'instar des années précédentes, le poste de dépenses le plus important dans le parc de production d'EDF demeure celui consacré au nucléaire, et plus précisément aux centrales historiques. Malgré une révision légèrement à la baisse, les chiffres confirment la tendance observée par le passé.

Ces dépenses, dont l'évolution depuis 2007 a été examinée en détail dans le Rapport 2013 et le Rapport 2014, ont considérablement crû au cours des dernières années, principalement en raison du déploiement de programmes de maintenance affectant le parc nucléaire historique.

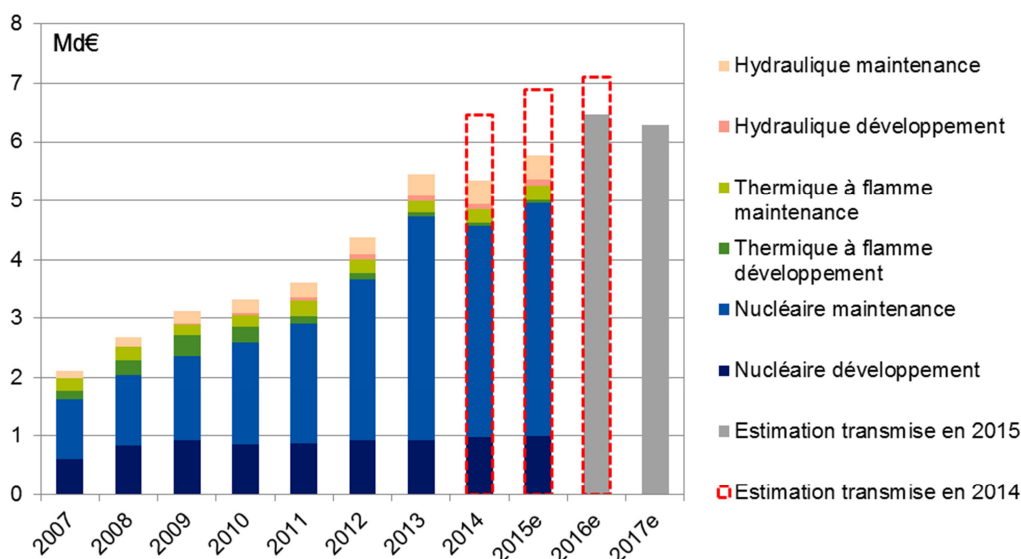


Figure 11 : Détail des dépenses d'investissement d'EDF pour la période 2007-2017 (les chiffres pour les années 2015 à 2017 sont les hypothèses présentes dans le budget d'EDF)

Les dépenses constatées pour 2014 et prévisionnelles pour 2015-2016 sont très significativement différentes des chroniques transmises l'année dernière pour la même période, principalement en raison d'une baisse des investissements dans le parc nucléaire historique. Pour 2014, l'écart est d'environ 1,1 Md€ par rapport aux prévisions, représentant une baisse de l'ordre de 17 %.

De tels écarts illustrent la difficulté pour EDF de prévoir les dépenses sur son parc de production, dans un contexte d'incertitudes liées à la transition énergétique et à la sûreté nucléaire, de prix de marché dépréciés et d'efforts de l'entreprise pour maîtriser ses coûts.

Sur ses trois derniers exercices d'analyse, la CRE a pu constater l'ampleur de l'incertitude qui pèse sur le niveau de dépenses d'EDF. Si EDF a disposé, dans une certaine mesure, de leviers d'action qui lui ont permis de réduire certains coûts, une large part des économies réalisées sur les dépenses d'investissement relève plutôt de modifications de calendrier de travaux. Ces réductions doivent, dès lors, être interprétées comme des reports qui entraîneront à l'avenir une hausse des coûts d'autant plus importante.

La CRE souligne que les questions associées à l'estimation de dépenses prévisionnelles revêtent une acuité toute particulière dans le cadre de la détermination du prix de l'ARENH, dont la méthodologie de calcul reposera pour partie sur la prise en compte de chroniques d'investissement et de coûts d'exploitation allant jusqu'à l'échéance du dispositif ARENH, prévue en 2025. Pour cette période, les facteurs d'incertitude technico-économiques sont très significatifs.

Enfin, la CRE rappelle que la traduction comptable des dépenses investissements – fondement de l'analyse de la couverture des coûts par les tarifs jusqu'au mouvement tarifaire du 1^{er} novembre 2014 – s'effectue indirectement par le biais de leurs amortissements. A ce titre, les montants d'investissements constatés au cours des dernières années entraînent une hausse importante des amortissements des années à venir. Les amortissements des investissements réalisés sur le parc nucléaire historique sont calculés sous l'hypothèse d'une durée d'exploitation des centrales de 40 ans.

1.1.1. Des dépenses sur le parc nucléaire en hausse, principalement en raison du déploiement du grand carénage

Le parc nucléaire historique est entré dans une phase de lourds investissements, EDF ayant à mener concomitamment dans les prochaines années les dernières troisièmes visites décennales (dites « VD3 ») des réacteurs du palier 900 MW, les premières VD3 du palier 1300 MW, qui seront parmi les plus denses²¹ en investissements, comme EDF et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) ont pu le confirmer à la CRE, ainsi que, à l'horizon 2020, les premières VD4 du palier 900 MW en vue d'une éventuelle prolongation de la durée d'exploitation de ces tranches à 50 ans.

Le détail de l'ensemble des opérations menées par EDF et de la décomposition précise des postes de dépenses ont été fournis dans le Rapport 2014. Le présent rapport se concentre sur l'analyse des variations par rapport aux prévisions passées et décrira les tendances futures.

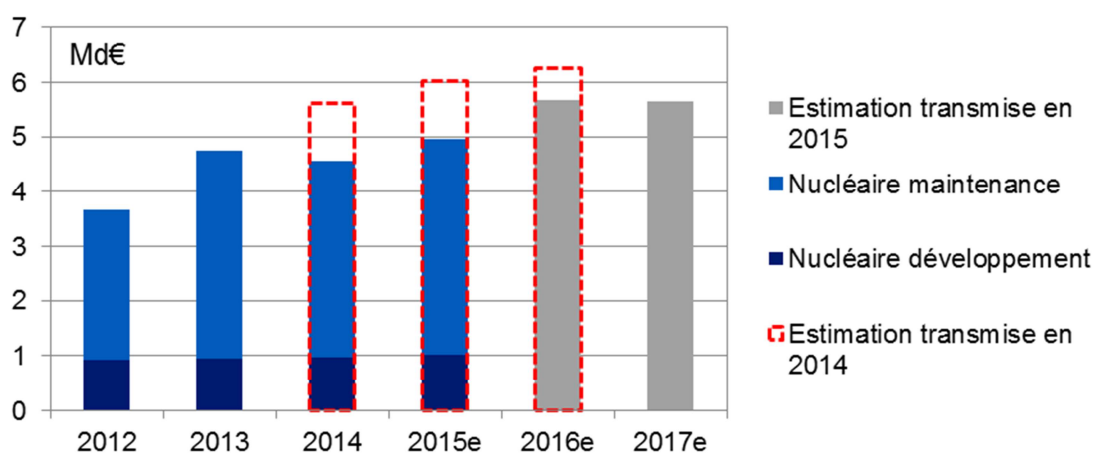


Figure 12 : Évolution des investissements au périmètre du parc nucléaire

Entre 2014 et 2017, les investissements dans le parc nucléaire historique devraient représenter en moyenne un montant de l'ordre de 4,3 Md€ par an, en croissance annuelle de 12 % au cours de la période.

Sur chacun des postes présentés par EDF, les dépenses réellement effectuées sur 2014 ont été inférieures à celles anticipées l'année précédente.

❖ Dépenses effectuées pendant les arrêts de tranches :

Ce poste regroupe l'ensemble des investissements effectués pendant les arrêts de tranche, à l'exception des investissements en gros composants qui seront abordés dans le paragraphe suivant. Il est à noter que la première visite décennale 3 (VD3) du palier 1300 MW aura lieu en 2015. Enfin, les dépenses en prévision des premières VD4 du palier 900 MW apparaissent en 2014 et concernent le lancement des études de sûreté et de contrôle commande des centrales.

Les dépenses d'investissement liées aux arrêts de tranche ont augmenté depuis 2007, pour atteindre 1,2 Md€ en 2013, puis légèrement baissé de 5 % en 2014. Elles devraient croître de 18 % en 2015.

²¹ En plus des épreuves et contrôles réglementaires, ces VD incluront des travaux de sûreté permettant d'améliorer la résistance aux aléas externes et la bonne tenue des enceintes internes. Ces visites comprendront en outre la modernisation de la salle de contrôle commande des centrales, la rénovation partielle du contrôle commande, et, pour la plupart d'entre elles, le remplacement des générateurs de vapeur.

Pour ce poste, le réalisé 2014 s'est avéré inférieur de l'ordre de 200 M€ à l'estimation. Ceci s'explique principalement par une gestion des arrêts de tranche plus efficace que prévue par EDF en 2014. Suite à l'amélioration de la gestion de ses arrêts de tranche, entraînant par ailleurs une meilleure disponibilité des centrales, EDF a adapté ses programmes futurs et pris en compte un objectif plus ambitieux de durée d'arrêts.

❖ Dépenses concernant les gros composants :

Pour ce poste, la différence entre le niveau prévisionnel 2014 du Rapport 2014 et les investissements effectivement consentis cette même année s'élève à environ 200 M€, soit une diminution de l'ordre de 5 %. Ceci s'explique essentiellement par un décalage d'opérations de remplacement de générateurs de vapeur du palier 1300 MW.

Le niveau de dépenses dans les gros composants n'est pas appelé à diminuer à l'avenir, EDF prévoyant de remplacer les générateurs de vapeur de deux à trois tranches chaque année.

❖ Les investissements consécutifs au retour d'expérience de Fukushima :

Ce poste concerne les investissements décidés à la suite des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident survenu à Fukushima Daiichi le 11 mars 2011. Le calendrier de ces travaux a été découpé par EDF en trois phases incluant chacune une liste des tâches à effectuer dans les centrales selon leur urgence.

Les dépenses engagées entre 2012 et 2015 correspondent à la mise en place de la première phase et à la préparation de la deuxième. Les travaux associés à l'installation des diesels d'ultime secours²² (« DUS ») et à la création des Centres de Crises Locaux²³ (« CCL ») constituent le principal poste de dépense de la phase 2.

Ces dépenses se sont élevées à près de 100 M€ en 2012, 200 M€ en 2013 et 2014 et devraient atteindre environ 350 M€ en 2015.

Les investissements prévisionnels 2014 consécutifs au retour d'expérience de Fukushima s'élevaient à 500 M€. L'écart important de 300 M€ avec les investissements réalisés en 2014 est dû à un décalage du calendrier des dépenses associées aux DUS et aux CCL.

❖ Autres dépenses afférentes au parc nucléaire historique :

Aux grandes composantes de coût exposées plus haut s'ajoutent d'autres investissements, de natures plus diverses mais d'ampleur non négligeable. Leur montant s'élève, pour l'année 2014, à environ 1,3 Md€. Ils couvrent le financement des projets patrimoniaux, l'achat de pièces de rechange permettant de constituer un stock stratégique, ou encore le maintien de matériels en conditions opérationnelles. Une part des investissements permettant d'augmenter la puissance des installations²⁴ est aussi incluse dans ce poste et devrait diminuer à l'avenir.

²² Le DUS représente le moyen permettant, en dernier recours, de maintenir l'approvisionnement de la centrale en électricité. Il s'ajoute aux diesels de secours déjà présents sur le site.

²³ Ces CCL sont des locaux de gestion de crise destinés à accueillir sur les sites de centrales nucléaires tous les intervenants en cas de situation extrême.

²⁴ Le remplacement des rotors basse pression de tranches du palier 900 MW permet d'augmenter légèrement leur puissance électrique.

Sur ce poste encore, une diminution de 300 M€ a été constatée en 2014 par rapport au prévisionnel transmis l'an dernier. La différence résulte, comme l'an passé, du lissage et de l'optimisation des programmes.

❖ Les investissements dans le nouveau nucléaire :

Les investissements de développement du parc nucléaire, c'est-à-dire ceux correspondant à la construction de l'EPR de Flamanville, représentent, en moyenne au cours de la période 2007-2014, 23 % de l'enveloppe totale des investissements de la DPI (Direction production ingénierie d'EDF). Les dépenses effectuées en 2014, inférieures de 6 % à celles présentées dans le budget de l'an passé, se sont établies à 980 M€.

Pour ce poste, les révisions des estimations d'EDF sur l'ensemble de la période 2014-2016 n'entraînent pas de modification majeure du montant des dépenses sur cette même période.

Comme l'an passé, les perspectives de développement de futures tranches nucléaires restent quant à elles plus lointaines et incertaines. Elles dépendent des orientations portant sur la composition du mix énergétique français à plus long terme. Elles n'ont pas été examinées dans le cadre de cette étude dont l'horizon temporel est plus limité.

1.1.2. Les dépenses d'investissement dans les parcs hydraulique et thermique à flamme, dans la continuité des tendances observées antérieurement, diminueront néanmoins à l'horizon 2017

Les investissements dans les parcs hydraulique et thermique restent faibles au regard de ceux consentis pour l'entretien du parc nucléaire historique.

S'agissant du parc thermique à flamme, ils sont consacrés au développement de la centrale à cycle combiné au gaz de Bouchain dont la mise en service est prévue pour 2016, à la rénovation du palier 600 MW du parc charbon en vue de sa prolongation, au maintien du patrimoine du parc thermique existant ainsi qu'à la constitution d'un stock de pièces de rechange stratégiques. Sur la période étudiée, les dépenses de maintenance du parc existant sont prépondérantes.

Malgré la tendance croissante de 8 %/an observée pour ces investissements sur la période 2013-2015, leur montant devrait diminuer à partir de l'année 2016 en raison de la fin des opérations de mise aux normes des anciennes centrales thermiques.

S'agissant du parc hydraulique, la chronique prévisionnelle de dépenses transmise cette année est très proche de celle de l'an passé sur la période étudiée. Les principaux facteurs de l'augmentation des coûts dans cette filière sont la déclinaison du programme de remise à niveau des installations et le déploiement d'un programme de modernisation et d'optimisation du parc.

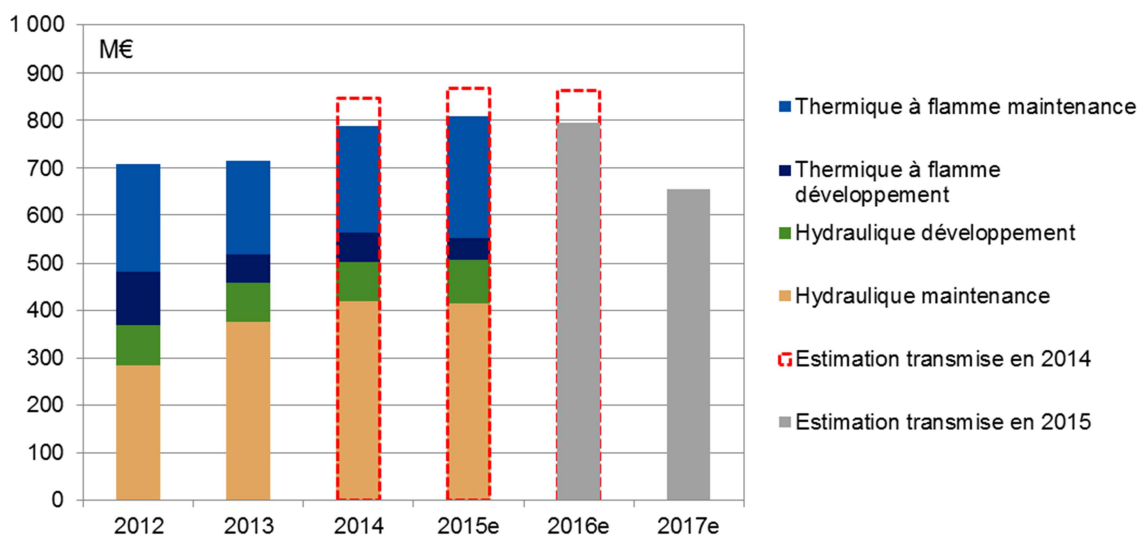


Figure 13 : Évolution des investissements sur le parc hors nucléaire

Les dépenses constatées pour l'année 2014 sont inférieures de 7 % aux dépenses prévues dans le Rapport 2014, en raison principalement d'une révision à la baisse des dépenses sur le parc thermique à flamme. Ceci s'explique par des économies réalisées sur la constitution du stock de pièces de rechange.

1.2. Les charges d'exploitation, en forte baisse en 2014 en raison du faible niveau des achats de combustible et d'énergie, devraient reprendre une tendance haussière

En parallèle des investissements effectués chaque année, EDF doit engager des dépenses permettant de couvrir les charges générées par l'exploitation de son parc de production. Les principaux éléments de coûts inclus dans les charges d'exploitation d'EDF sont les achats de combustible et d'énergie, les achats externes, les charges de personnel et les impôts et taxes.

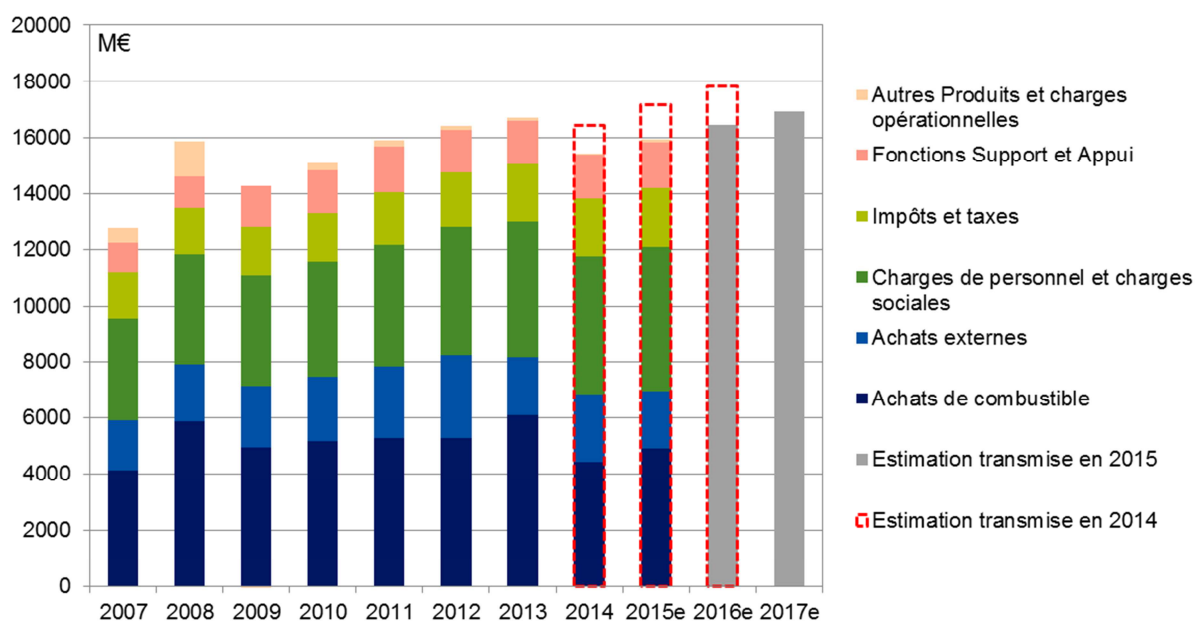


Figure 14 : Evolution des charges d'exploitation au périmètre "production" entre 2007 et 2017

Les charges d'exploitation afférentes au parc de production d'EDF ont diminué de 8 % entre 2013 et 2014. Elles devraient néanmoins suivre une tendance croissante de 3 %/an sur la période 2015-2017, conformément aux tendances observées par le passé.

Lors du dernier exercice, EDF avait anticipé une baisse des charges d'exploitation sur 2014. Néanmoins, les charges constatées sur 2014 ont été encore inférieures aux prévisions, en raison d'une baisse importante des achats de combustible et d'énergie. L'écart représente près de 700 M€, soit 4,3 % du montant total des charges.

1.2.1. A la suite d'une augmentation en 2014, et malgré une diminution en 2015, les achats externes suivront une tendance légèrement haussière à horizon 2017, du fait de l'intensification des opérations de maintenance et des arrêts de tranche sur le parc nucléaire.

Les achats externes concernent l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des centrales. Ils contiennent notamment les prestations de maintenance pour lesquelles EDF fait appel à des sous-traitants. Dans la continuité méthodologique de ses Rapports 2013 et 2014, la CRE intègre le chiffre d'affaire de la DPI à ce poste, bien qu'EDF le prenne en compte, par convention, en déduction de ses dépenses de combustible²⁵. Ce choix n'a toutefois pas d'impact sur l'évolution globale des coûts d'exploitation du parc de production, le montant de ce chiffre d'affaire étant relativement stable chaque année.

Malgré une diminution entre 2014 et 2015, les achats externes suivront, à partir de 2015, une tendance haussière d'environ 5 %/an.

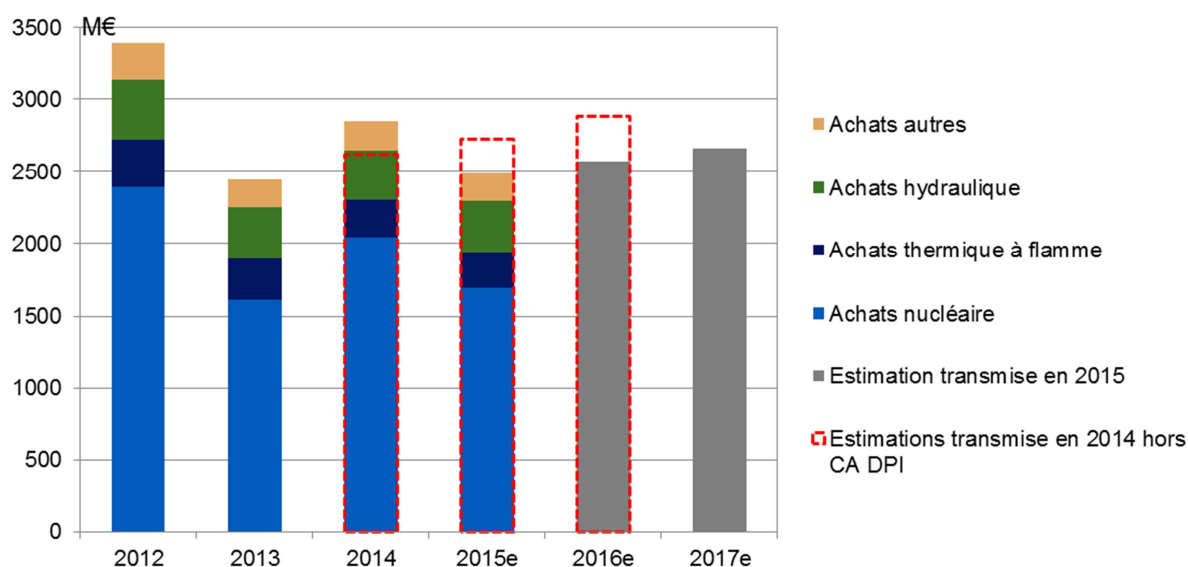


Figure 15 : Évolution des achats externes du périmètre production et décomposition par filière (avant déduction du CA DPI pour des soucis de lisibilité graphique)

En cohérence avec les données présentées dans les rapports précédents, les achats d'exploitation pour déconstruction des centrales en cours de démantèlement sont présentés, dans la Figure 15, nets des reprises de provisions. Ces dernières sont, chaque année, supérieures aux dépenses de

²⁵ Ce chiffre d'affaire est de l'ordre de 400 M€. Ce choix de la CRE permet d'isoler les charges d'exploitations variables du reste des charges/recettes fixes d'exploitation.

déconstruction car elles permettent, par ailleurs, de couvrir les charges de personnel associées à ces opérations.

La différence entre les coûts prévisionnels et constatés pour 2014 s'explique par deux événements aux effets inverses. D'une part, la meilleure maîtrise des arrêts de tranche nucléaire sur l'année a permis de réduire les achats associés de plus de 200 M€. D'autre part, une révision des devis de déconstruction des centrales nucléaires de première génération a entraîné une hausse des dotations de l'ordre de 400 M€.

L'objectif de maîtrise des arrêts de tranche a été revu pour les années suivant 2014, ce qui explique l'écart avec les données prévisionnelles transmises l'an dernier.

1.2.2. La tendance à la croissance des charges de personnel se confirme à moyen terme

Les charges de personnel sont constituées des salaires et charges sociales, des coûts liés aux avantages du personnel et au tarif agent, dans les proportions représentées Figure 16. Ces charges ont légèrement augmenté de 1,3 % en 2014, et devraient suivre une tendance haussière de 2,3 %/an jusqu'en 2017, selon les prévisions d'EDF.

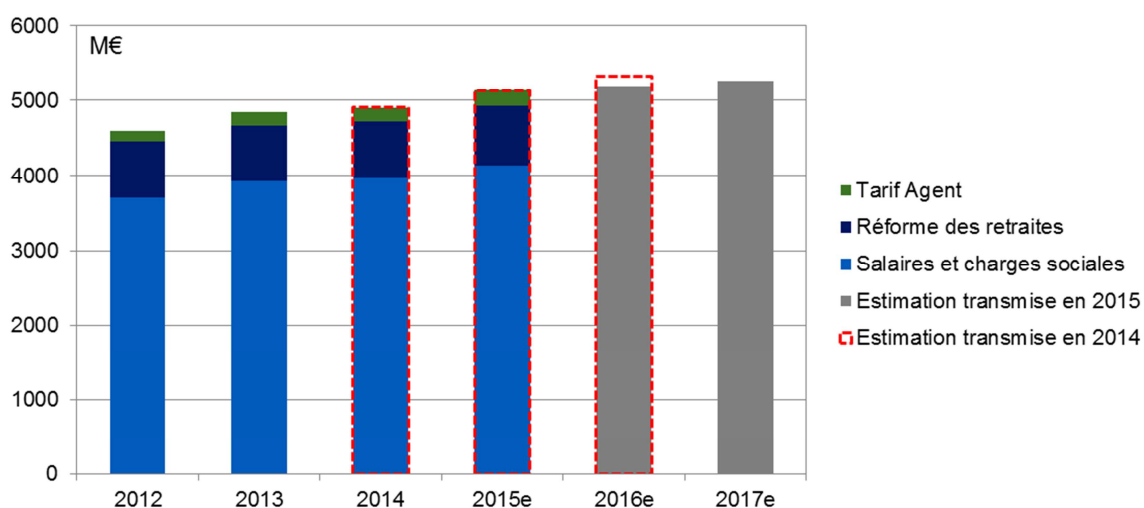


Figure 16 : Évolution des charges de personnel au périmètre production France

Cette évolution s'explique principalement par l'augmentation des effectifs dans le but de renouveler les compétences dans le nucléaire. Les données communiquées cette année sont conformes aux prévisions de 2014.

1.2.3. La baisse des prix de marché et de la consommation de combustibles fossiles expliquent l'essentiel de la baisse des achats de combustible et d'énergie en 2014 et pour les années suivantes

Les achats de combustible et d'énergie représentent une part importante des dépenses d'exploitation d'EDF (plus de 30% en moyenne sur la période 2007-2014).

Aux achats de combustible nucléaire, de charbon et de fioul²⁶ s'ajoutent des achats d'électricité sur les marchés de gros. Le volume de ces achats étant difficilement prévisible, une « marge pour aléas » est prise en compte dans les coûts de combustible et d'énergie prévisionnels.

En application des recommandations de la CRE dans son Rapport 2014, les recettes issues des ventes sur le mécanisme d'ajustement ou de la fourniture des services systèmes ont été ajoutées à cette catégorie. Celles-ci viennent, par conséquent, réduire le montant total des dépenses de combustible.

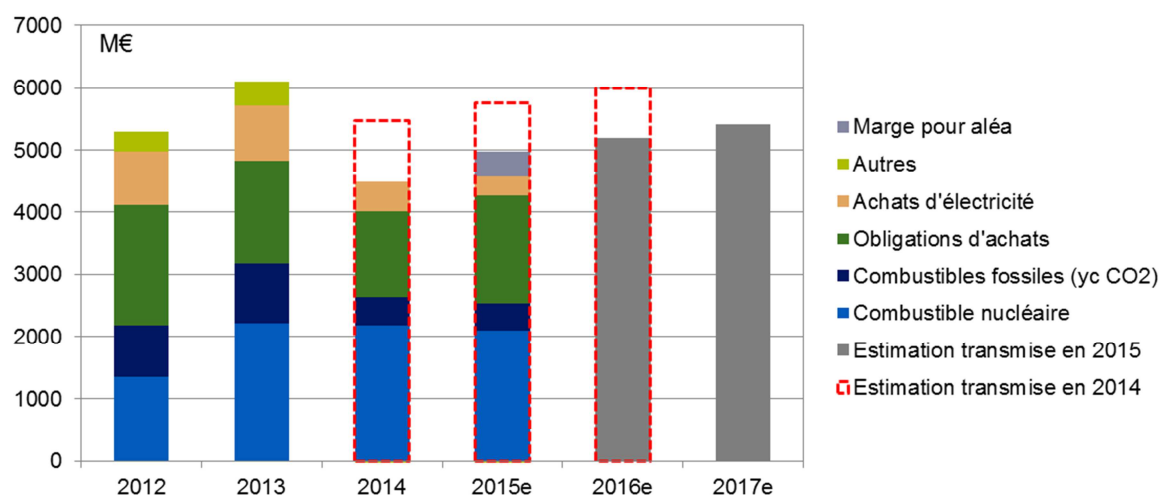


Figure 17 : Évolution des achats de combustible et d'énergie

Les achats de combustible sont responsables de la plus grande partie de l'écart entre les dépenses d'exploitation transmises par EDF et les prévisions communiquées par le passé pour les années 2014 à 2016. Par exemple, l'estimation présentée dans le Rapport 2014 au titre de l'année 2014 s'est révélée supérieure d'environ 1 Md€ au montant des dépenses de combustible effectivement réalisées.

La raison de cette diminution est, malgré un coût du combustible nucléaire plus élevé que prévu, la baisse conjointe des prix de marché de l'électricité²⁷ et de la production à partir de centrales thermiques à flamme²⁸.

Après une diminution de 28 % entre 2013 et 2014, EDF anticipe une croissance des dépenses de combustible de l'ordre de 7 %/an entre 2014 et 2017.

1.2.4. Les impôts et taxes augmentent à un rythme régulier de 1,5 %/an sur la période 2013-2017

Les dépenses correspondant aux impôts et aux taxes sont, par nature, des coûts sur lesquels l'entreprise n'a que peu de marge de manœuvre. En 2014, elles représentent 13 % des dépenses d'exploitation d'EDF. Les différentes catégories de taxes et impôts ont été détaillées dans le Rapport 2014.

²⁶ Comprenant chacun le coût du CO₂ associé.

²⁷ Pour rappel, les volumes sous obligation d'achat sont comme « acheté » par EDF au prix de marché de gros, ce qui induit un volume important et croissant d'électricité à acheter sur le marché de gros pour EDF.

²⁸ La baisse de la production thermique à flamme s'explique par un spread moins favorable qu'en 2013, une baisse de la disponibilité et au déclassement progressif des tranches charbon.

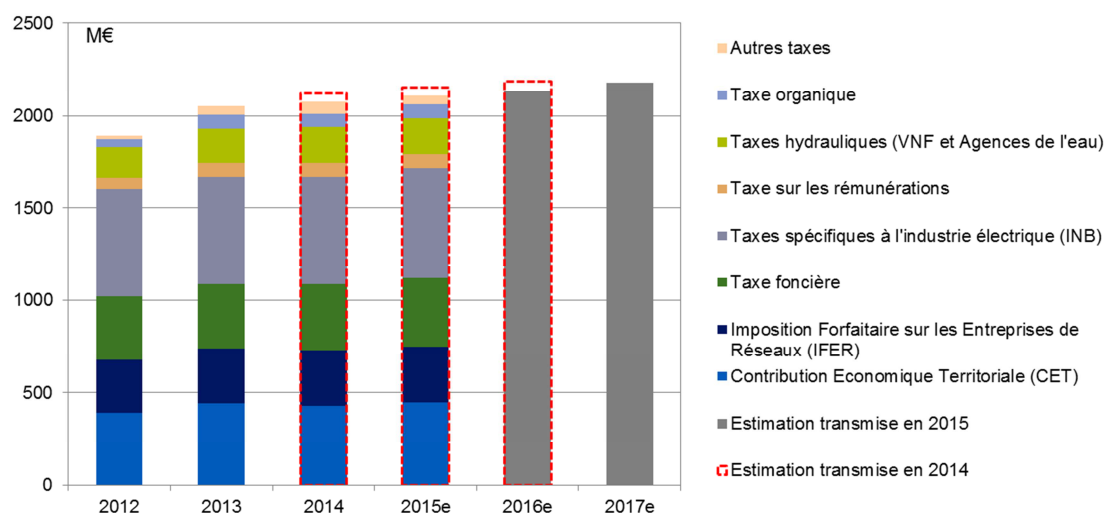


Figure 18 : Évolution des impôts et taxes entre 2012 et 2016

Après l'augmentation importante observée en 2013²⁹, ce poste croît de façon régulière d'environ 1,5%/an entre 2013 et 2017. Les prévisions d'EDF sont, à peu de choses près, conformes à celles transmises l'année dernière.

1.2.5. Les fonctions supports et appui suivent une tendance légèrement haussière alors que les « APCO » restent contenus sur la période étudiée

Ce paragraphe traite des deux derniers postes de dépenses que sont les fonctions support et appui et les Autres Charges et Produits Opérationnels (dits « APCO »).

Les fonctions support et appui permettent de prendre en compte les services rendus par des directions d'EDF non spécifiques à la DPI. Par exemple, les missions de R&D, l'immobilier, les services de la DSP³⁰ comme l'informatique tertiaire et la gestion du contrat de travail, ou encore les fonctions du siège d'EDF (achats, assurance, ressources humaines, etc.), sont inclus dans cette catégorie et affectés à la DPI en fonction du coût propre des prestations fournies.

Après une baisse de 1,3 % entre 2013 et 2014, le coût des fonctions support et appui devrait suivre une tendance haussière de l'ordre de 3,4 %/an sur la période 2014-2017.

Les « APCO », quant à eux, regroupent différentes dépenses pour la plupart non récurrentes et sont, par nature, un poste plus volatil. Néanmoins, les montants de ce dernier poste sont d'une ampleur plus réduite, ce poste représentant en moyenne de l'ordre de 100 M€ par an sur la période 2013-2017.

1.3. En raison de la baisse importante des charges variables d'exploitation, le coût comptable de production d'EDF incluant une rémunération a baissé en 2014 de 1,6 %, mais devrait reprendre une tendance haussière dès 2015

Le coût comptable de production tel qu'évalué par la CRE, présenté sur la Figure 19, est en baisse de 1,6 % en 2014, en raison d'une forte baisse des charges variables d'exploitation (-1,4 Md€), explicitée ci-avant, partiellement compensée par la hausse des charges fixes d'exploitation (+0,4 Md€) et des amortissements et de la rémunération du capital (+0,5 Md€).

²⁹ Cf. Rapports précédents.

³⁰ Direction des Services Partagés

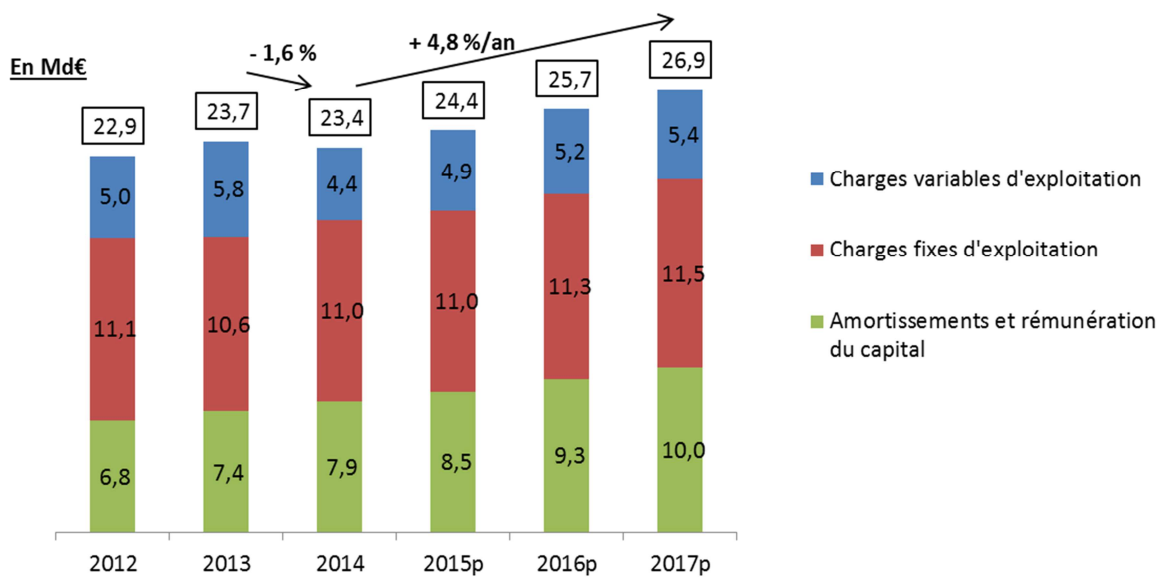


Figure 19 : Coût comptable de production incluant une rémunération des capitaux d'EDF

Le coût comptable de production d'EDF devrait reprendre une tendance haussière de + 4,8 %/an sur la période 2014 – 2017, selon les éléments prévisionnels issus du plan moyen terme de l'entreprise, principalement liée à la hausse des investissements sur le parc nucléaire, présentée Figure 11.

2. Les écarts de coûts constatés entre le niveau des TRV et les coûts comptables d'EDF au titre des années 2012, 2013 et 2014 induisent des rattrapages conséquents, qui devront être effectués lors de prochains mouvements tarifaires

Les évolutions tarifaires au 23 juillet 2012 et au 1^{er} août 2013 ne permettaient pas de couvrir les coûts comptables d'EDF constatés sur les années 2012 et 2013. La CRE a estimé dans son Rapport 2014 que les niveaux de sous-couverture des tarifs avaient occasionné un retard en masse de respectivement 509 M€ et 627 M€ pour ces deux années.

Les tarifs fixés au 1^{er} août 2013 sont restés en vigueur jusqu'au 31 octobre 2014, date de la mise en œuvre de la nouvelle méthode dite par « empilement ». Durant la période du 1^{er} janvier au 31 octobre 2014, les tarifs ne permettaient toujours pas de couvrir les coûts d'EDF, selon la méthodologie usuelle de la CRE, engendrant de nouveaux rattrapages tarifaires à réaliser sur les exercices tarifaires suivants.

À partir du 1^{er} novembre 2014 (date d'entrée en vigueur des premiers TRV construits par « empilement ») et jusqu'au 31 juillet 2015³¹, les TRV ont été construits de manière à rattraper une partie des retards constatés sur les exercices tarifaires précédents.

Ces éléments sont décrits dans les paragraphes ci-dessous. Le cas d'un rattrapage intégral de l'ensemble des retards de couverture constatés lors des exercices tarifaires précédents est envisagé à la fin de cette partie.

2.1. Les coûts d'EDF constatés sur la période du 1er janvier 2014 au 31 octobre 2014 n'ont été que partiellement couverts par les TRV, occasionnant un retard en masse de 922 M€

En application de l'article L. 337-5 du code de l'énergie³² et de l'article 3 du décret n°2009-75 du 12 août 2009³³, dans sa version antérieure au décret du 28 octobre 2014, la CRE comparait les barèmes des tarifs réglementés de vente qui lui étaient soumis à un coût comptable, qu'elle estimait sur la base d'une méthodologie développée dans ses précédents rapports, augmenté d'une rémunération des capitaux.

Cette méthodologie s'applique jusqu'au 1^{er} novembre 2014, date d'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire du 30 octobre, pris en application de la méthodologie dite par « empilement ».

Il demeure nécessaire, au regard de la jurisprudence du Conseil d'Etat, de calculer les écarts de coûts éventuels à rattraper entre les recettes issues des TRV et les coûts comptables de production d'EDF sur la période du 1^{er} janvier au 31 octobre 2014. Afin de réaliser cette évaluation, deux périodes coïncidant avec les évolutions tarifaires du TURPE doivent être distinguées :

³¹ La CRE a fait l'hypothèse d'un nouveau mouvement tarifaire au 1^{er} août 2015.

³² qui dispose que « les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures »

³³ qui disposait quant à lui que les tarifs réglementés sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable.

- 1^{er} janvier 2014 au 31 juillet 2014 : période où ont été appliqués les TRV issus de l'arrêté du 26 juillet 2013 et le TURPE du 1^{er} janvier 2014 ;
- 1^{er} août 2014 au 31 octobre 2014 : période où ont été appliqués les TRV issus de l'arrêté du 26 juillet 2013 et le TURPE du 1^{er} août 2014.

Le coût comptable de production d'EDF étant déterminé pour une année calendaire, il est nécessaire, pour évaluer les coûts à couvrir par les tarifs sur la période allant de janvier à octobre 2014, de répartir ces coûts entre les deux périodes susmentionnées. La consommation des clients tout au long de l'année est très variable et dépend tout particulièrement des variations de température. Dès lors, davantage de coûts doivent être affectés sur les périodes où la consommation, et par suite la production, sont les plus importantes.

Pour ce faire, la CRE a mené l'exercice en allouant les coûts et les recettes des TRV et du TURPE, sur ces différentes périodes et pour chaque couleur tarifaire, au *prorata* des consommations réalisées sur 2014, par couleur tarifaire et par mois, pour les clients d'EDF au TRV

Cette méthode constitue un compromis entre une affectation au *prorata temporis*, qui ne tiendrait pas compte des variations de consommation selon les saisons, et une méthode plus fine mais complexe à mettre en œuvre et peu lisible.

Calcul du rattrapage sur la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 octobre 2014

Les recettes sur la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 octobre 2014 sont évaluées à partir des TRV fixés par l'arrêté du 26 juillet 2013, appliqués à la base de données client d'EDF de 2014 à température réalisée.

Les coûts comptables de production d'EDF réalisés sur l'année 2014 diminuent de 1,6 % par rapport aux coûts comptables de production sur l'année 2013. Cette baisse n'est pas d'ampleur suffisamment importante pour compenser la hausse insuffisante des TRV au 1^{er} août 2013, ce qui génère un écart entre coûts et recettes issues des TRV.

Cet écart, sur la période du 1^{er} janvier 2014 au 30 octobre 2014, s'élève à 922 M€.

Le Tableau 10 présente le montant des rattrapages par couleur tarifaire en M€ au titre des années 2012 et 2013 ainsi qu'au titre de la période allant du 1^{er} janvier au 31 octobre 2014 :

	2012	2013	2014*	Total par couleur
Bleu résidentiel	527	555	721	1 803
Bleu non résidentiel	-104	-37	21	-121
Bleu	422	518	742	1 682
Jaune	78	-10	59	127
Vert	9	119	121	249
Total	509	627	922	2 058

Tableau 10 : Montants des rattrapages à réaliser au titre des années 2012, 2013 et 2014*

* Sur la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 octobre 2014

2.2. Le niveau actuel des tarifs réglementés a permis de réaliser sur la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015, un rattrapage des retards en masse, d'un montant estimatif de 205 M€

L'arrêté du 30 octobre 2014 prévoyait une hausse tarifaire devant permettre, outre l'atteinte de l'empilement en niveau, de rattraper partiellement les écarts constatés sur les années 2012 et 2013. Selon le courrier de saisine de la ministre, les hausses des TRV lors du mouvement du 1^{er} novembre 2014 pour les clients bleus résidentiels et jaunes incluent une part de rattrapage de 0,9 %, avec des niveaux de prix calculés sur l'année 2014.

Toutefois, afin de protéger les petits consommateurs³⁴, les pouvoirs publics ont augmenté, pour certains TRV, la part des coûts de commercialisation affectée à la partie variable de ces TRV, et ce depuis le mouvement d'août 2013³⁵. La couverture des coûts commerciaux, pour les TRV concernés, est par conséquent davantage tributaire des volumes de consommation. Les consommations relevées sur 2014 ont été inférieures aux prévisions (à cause d'un hiver doux), occasionnant une sous couverture des coûts de commercialisation et diminuant d'autant le montant des rattrapages par rapport aux prévisions. D'autres effets modifient le montant de ces rattrapages, comme les hausses insuffisantes sur certaines options tarifaires lors du dernier mouvement au 1^{er} novembre 2014³⁶.

La période sur laquelle la CRE évalue la part du rattrapage déjà effectuée par les TRV fixés au 1^{er} novembre 2014 s'étend du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015³¹. Il s'agit d'une estimation, l'ensemble des coûts réalisés n'étant à date pas encore connus.

Par ailleurs, de la même façon que dans la partie précédente, des méthodes d'affectation des coûts par période de l'année ont été retenues, fondées sur les volumes consommés par mois et par couleur tarifaire des clients d'EDF aux TRV ainsi que sur les profils de consommation à température normale.

Le niveau du rattrapage est calculé, pour chaque couleur tarifaire, comme le produit des consommations par la différence entre le niveau du tarif en vigueur (issu du mouvement du 1^{er} novembre 2014) et le niveau de l'empilement tel qu'évalué en chapitre 1 du rapport, sur l'année 2014 pour la période s'étalant du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2014 d'une part, et sur l'année 2015 pour la période s'étalant du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015 d'autre part.

Le montant estimatif des rattrapages réalisés par les TRV sur la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015 s'établit selon cette méthodologie à 205 M€.

³⁴ Dans son communiqué de presse du 8 juillet 2013, le gouvernement indiquait qu'il souhaitait « rendre moins cher le kilowattheure pour plusieurs millions de petits consommateurs ».

³⁵ Il s'agit des tarifs bleus résidentiels base 3kVA (100% des coûts de commercialisation ont été affectés à la part variable) et 6kVA (30% des coûts de commercialisation affectés à la part fixe et 70% sur la part variable) ainsi que les tarifs bleus résidentiels Heures pleines/Heures creuses 6kVA (30% des coûts de commercialisation affectés à la part fixe et 70% sur la part variable). Il est normalement établi que 50% des coûts de commercialisation sont affectés à la part fixe et 50% à la part variable.

³⁶ Les hausses sur les TRV avaient en effet été limitée à +5,0 % par option lors du mouvement du 1^{er} novembre 2014, dans un « souci de protection des consommateurs et dans l'attente de travaux complémentaires sur la structure des tarifs », comme indiqué par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie dans sa saisine de la CRE du 24 octobre 2014.

2.3. Conséquence tarifaire d'un rattrapage des retards en masse constatés sur les exercices tarifaires 2012, 2013 et 2014 s'ajoutant à l'empilement des coûts pour 2015

Dans son avis du 30 octobre 2014, la CRE « relève que, compte tenu de la disparition des tarifs jaunes et verts au 31 décembre 2015, les rattrapages tarifaires restant à réaliser sur ces tarifs devront l'être avant cette date ». Le mouvement tarifaire de l'été 2015 doit ainsi tenir compte de l'intégralité des rattrapages pour ces deux catégories de clients³⁷. Le Tableau 11 présente les évolutions qu'il faudrait appliquer aux TRV actuels pour réaliser l'ensemble des rattrapages tarifaires, compte-tenu des rattrapages prévisionnels déjà effectués sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015 évalués dans la partie précédente, et du niveau en 2015 des tarifs construits par empilement.

Hausse tarifaire	
Tarifs Jaunes	+ 2,5 %
Tarifs Verts	+ 10,9 %

Tableau 11 : Évolutions tarifaires à appliquer aux TRV actuels pour respecter la construction par empilement et effectuer les rattrapages tarifaires, compte-tenu des rattrapages prévisionnels sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015

Ces valeurs sont établies sur des données de consommation et de coûts prévisionnelles pour l'année 2015.

Concernant les tarifs bleus, les calculs ont été réalisés pour deux scénarios :

- Rattrapage du déficit tarifaire sur une période d'un an ;
- Rattrapage du déficit tarifaire sur une période de deux ans.

Hausse tarifaire à appliquer aux tarifs bleus	
Si rattrapage sur un an	+ 8,0 %
Si rattrapage sur deux ans	+ 3,5 %

Tableau 12 : Évolutions tarifaires à appliquer aux TRV actuels pour respecter la construction par empilement et effectuer les rattrapages tarifaires, compte-tenu des rattrapages prévisionnels sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 juillet 2015

La hausse de +8,0 % présentée ci-dessus, correspond à l'évolution tarifaire à réaliser en 2015 pour atteindre l'empilement (-1,0 %) et au rattrapage sur un an de l'ensemble des écarts entre les recettes et les coûts au titre des exercices tarifaires précédents (+9,0 %). Dans le cas d'un rattrapage réalisé sur deux ans, la hausse prévisionnelle induite sur les tarifs bleus serait donc de +3,5 % (somme de -1,0 % et de +4,5 %) lors du mouvement tarifaire de l'été 2015. Ces hausses tarifaires des tarifs bleus ne présagent pas des mouvements futurs des tarifs bleus à réaliser en répercussion d'évolutions du TURPE, de l'ARENH ou des prix de marché.

³⁷ La part énergie des tarifs jaunes et verts est calculée à partir des profils de consommation ENT 1 et ENT 3.

3. Le niveau des tarifs réglementés établis par empilement permet de couvrir les coûts comptables hors rémunération d'EDF

3.1. La part fourniture du tarif par empilement est inférieure à la part fourniture du tarif calculée avec l'ancienne méthodologie du coût comptable CRE, du fait de prix de marché baissiers

En raison de prix de marché bas en 2015, la part fourniture des tarifs, définie comme la différence entre le tarif réglementé construit par empilement pour l'année 2015, et les charges d'acheminement, est inférieure à la part fourniture des tarifs calculés à partir du coût comptable CRE incluant une rémunération (voir Figure 20).

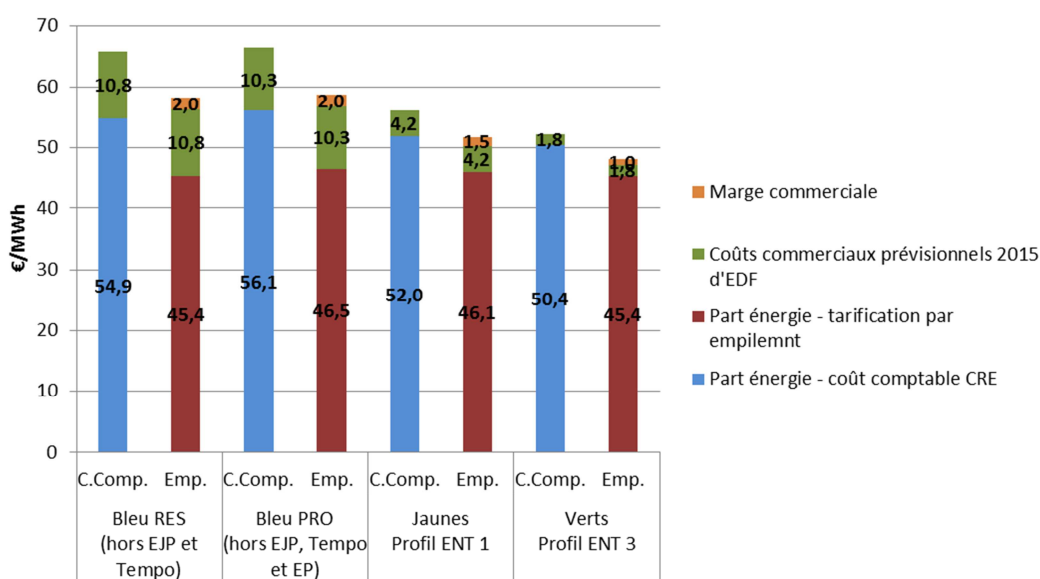


Figure 20 : Part fourniture des tarifs réglementés de vente bleus, jaunes et verts en 2015 selon la méthode de tarification par empilement et la méthode du coût comptable CRE avec rémunération, appliquée jusqu'à novembre 2014

Les écarts de niveau moyen des parts fourniture en 2015 entre les deux méthodes de tarification – coût comptable CRE avec rémunération et empilement – sont plus importants pour les tarifs bleus que pour les tarifs verts³⁸, ce qui s'explique par le changement méthodologique issu des dispositions du décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014.

Le « *coût comptable CRE* » est la référence de coût utilisée jusqu'en 2014 par la CRE pour rendre ses avis. Il est établi à partir des charges d'exploitation et de l'amortissement et de la rémunération d'une base d'actifs. Ce coût comptable est réparti entre les différentes catégories tarifaires et les autres activités de vente d'électricité d'EDF selon une clef d'affectation issue d'un modèle de parc adapté. Ce modèle, décrit dans le Rapport 2014, consiste à construire la chronique de coûts marginaux de production représentative du fonctionnement d'un parc de production permettant de satisfaire de façon optimale la demande de consommation d'électricité française de long terme.

³⁸ Le calcul du niveau du tarif selon la méthodologie du coût comptable a été effectué au périmètre des clients base et heures pleines heures creuses pour les tarifs bleus, de l'option tarifaire base (correspondant au profil ENT 1 pour les clients profilés) pour les tarifs jaunes et de l'option tarifaire A5 base (correspondant au profil ENT 3 pour les clients profilés) pour les tarifs verts. Le calcul de la part énergie de la tarification par empilement a été effectué à partir des profils RES 1, RES 11, RES 2, PRO 1, PRO 2, ENT 1 et ENT 3 (cf. partie 1. a)

Le calcul de la part énergie de la méthode actuelle, décrit en partie 1 du chapitre 1, est fondé sur l'ARENH et des prix de marché 2015. Ces références temporelles différentes, ainsi que l'absence jusqu'en 2017 de valeur de la capacité (qui est en revanche incluse dans le coût comptable de production et dans les signaux envoyés par le parc adapté), expliquent l'écart plus important, pour les clients bleus que pour les clients verts, entre le coût comptable CRE et la part énergie par empilement, ceux-là ayant des courbes de charge plus formées (c'est-à-dire correspondant à des clients plus présents à la pointe de consommation) que ceux-ci.

3.2. La part énergie du tarif par empilement demeure supérieure au coût comptable CRE hors rémunération, ainsi qu'aux charges d'exploitation d'EDF

La part énergie des différents tarifs réglementés par empilement hors marge de commercialisation, est inférieure au coût comptable CRE incluant une rémunération des capitaux engagés dans le parc de production mais demeure, comme représenté Figure 21, supérieure au coût comptable hors rémunération.

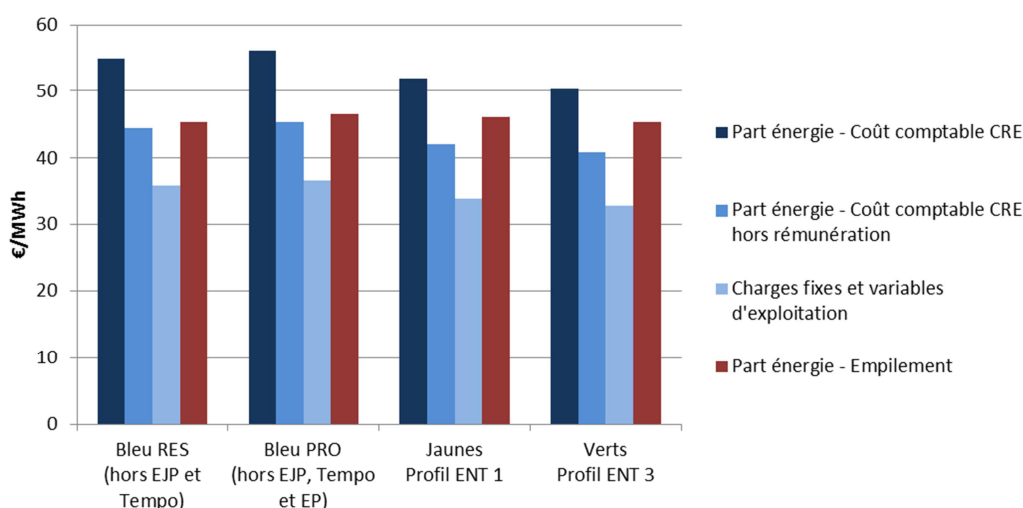


Figure 21 : Part énergie par empilement, coût comptable CRE avec et sans rémunération et charges d'exploitation d'EDF en 2015, par catégorie tarifaire

Dans le cas où le niveau du tarif serait inférieur au coût comptable CRE hors rémunération, EDF pourrait connaître un résultat négatif sur le périmètre production France, les volumes vendus aux tarifs réglementés représentant une part significative de la production de son parc.

Le niveau des charges d'exploitation de l'entreprise EDF est également indiqué sur la Figure 21, réparties entre les différentes catégories tarifaires avec les clefs d'affectation issues du modèle de parc adapté précité. Ce niveau des charges d'exploitation représente un indicateur du seuil en dessous duquel l'activité de production pour les tarifs réglementés ne génère plus de flux de trésorerie d'exploitation positifs, nécessaires à la couverture des investissements, des frais financiers et des dividendes.

Conclusion : Evolutions à appliquer aux TRV au 1^{er} août 2015 pour chaque couleur tarifaire, avec et sans rattrapage des retards en masse

Au chapitre 1 du présent rapport, la CRE a présenté son estimation des évolutions à envisager sur les tarifs réglementés de vente afin d'atteindre le niveau de l'empilement tarifaire pour l'année 2015.

Conformément aux décisions du Conseil d'Etat rappelées en introduction du rapport, le rattrapage des retards en masse de couverture des coûts au titre des exercices passés doit être intégré dans les évolutions tarifaires à venir.

En ce qui concerne les tarifs jaunes et verts, qui disparaissent au 31 décembre 2015, le rattrapage des retards en masse doit être intégralement réalisé sur la période du 1^{er} août au 31 décembre 2015.

Dans la Figure 22 ci-dessous sont ainsi présentées, en synthèse des parties précédentes, les évolutions à appliquer aux niveaux des tarifs réglementés de vente actuels (fixés par arrêté au 1^{er} novembre 2014) afin de :

- ❖ couvrir le niveau prévisionnel des TRV par empilement au 1^{er} août 2015 ;
- ❖ et réaliser l'intégralité des rattrapages tarifaires ;
 - en un an pour les tarifs bleus ;
 - sur la période du 1^{er} août 2015 au 31 décembre 2015 pour les tarifs jaunes et verts.

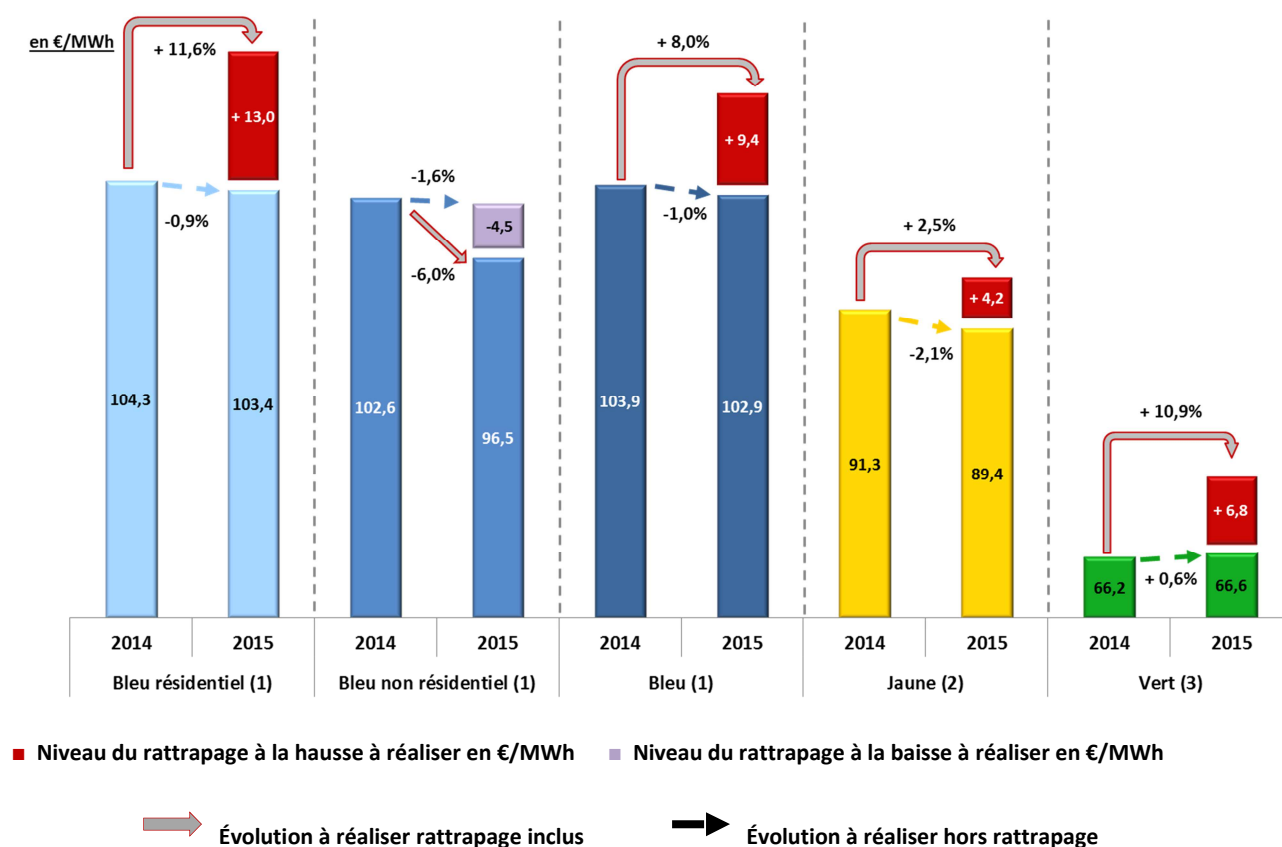


Figure 22 : Evolutions des TRV au 1^{er} août 2015 telles qu'évaluées par la CRE pour chaque couleur tarifaire

- (1) Part énergie TRV bleus calculée hors TEMPO, EJP et EP ;
 (2) Part énergie TRV jaunes calculée sur le profil ENT1 ;
 (3) Part énergie TRV verts calculée sur le profil ENT3