

Rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité

Juillet 2015

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'État 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 :

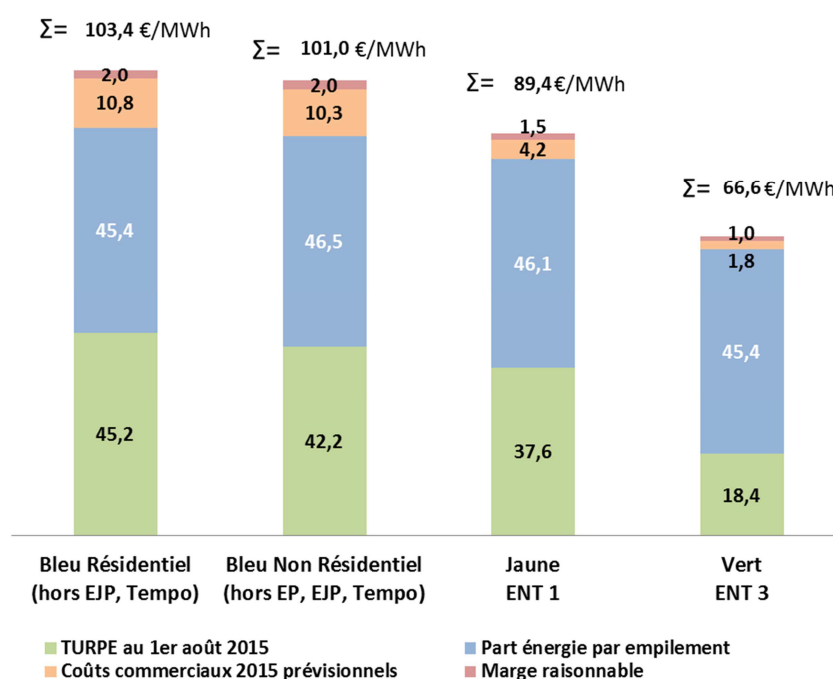


Figure 1 : Niveaux des TRV prévisionnels évalués au 1^{er} août 2015 (en €/MWh)

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.

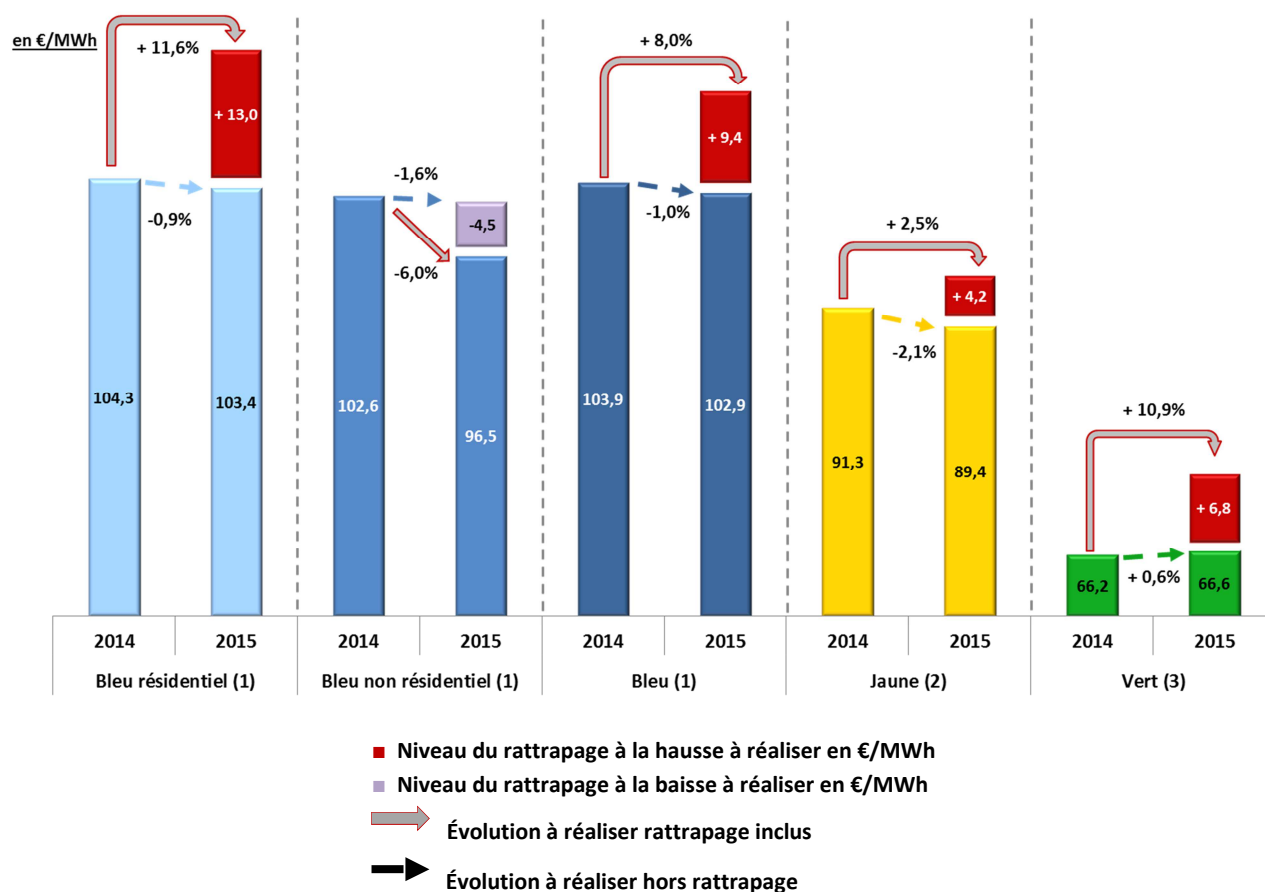


Figure 2 : Evolutions des TRV au 1^{er} août 2015 telles qu'évaluées par la CRE pour chaque couleur tarifaire

- (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