

Compte rendu

Commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité

– Audition, ouverte à la presse, de M. Philippe de Ladoucette,
président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) 2

Mercredi
15 octobre 2014
Séance de 17 heures

Compte rendu n° 2

SESSION ORDINAIRE DE 2014-2015

Présidence
de M. Hervé Gaymard,
Président

La séance est ouverte à dix-sept heures.

M. le président Hervé Gaymard. Monsieur Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) depuis 2006, vous avez vu évoluer tous les problèmes auxquels est confrontée une autorité régulatrice dans le secteur de l'énergie, désormais largement déréglementé. C'est pourquoi il nous a paru indispensable de vous rencontrer dès le début de nos travaux. Deux rapports étudiés, ce matin même, par le collègue de la CRE montrent que les questions tarifaires sont au cœur de vos missions. L'un concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ; l'autre, les questions tarifaires.

Concernant les modes de fixation et les conditions d'entrée en vigueur des évolutions tarifaires, des recours sont venus perturber la procédure et le calendrier, ce qui s'est également produit pour le gaz. Les recours sont le fait de fournisseurs alternatifs, d'associations ou de syndicats de distribution.

Comment envisagez-vous l'évolution du régime de fixation des tarifs de rachat de l'électricité produite par le secteur du renouvelable, principalement l'éolien et le solaire ?

Plus généralement, quelles voies vous semblent les plus indiquées pour améliorer la régulation du secteur de l'électricité ? Quelles sont les attentes des régulateurs européens vis-à-vis des services de la concurrence de Bruxelles ? Existe-t-il des voies de clarification sur lesquelles il conviendrait de prendre de nouvelles décisions ?

En vertu de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958 relative au fonctionnement des assemblées parlementaires, les personnes auditionnées sont tenues de déposer sous réserve, notamment, des dispositions de l'article 226-13 du code pénal réprimant la violation du secret professionnel. Cette même ordonnance exige des personnes auditionnées qu'elles prêtent serment de dire la vérité, toute la vérité, rien que la vérité. Je vous demande de lever la main droite et de dire : « *Je le jure* ».

(M. de Ladoucette prête serment.)

M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE. Avant d'aborder la situation d'aujourd'hui, il est utile de rappeler dans quel contexte évoluent les tarifs réglementés de vente d'électricité depuis l'ouverture du marché, en 2000.

L'ouverture progressive du marché qui a été complète le 1^{er} juillet 2007, en application de la directive européenne de 2003, a eu pour premier effet de donner à la CRE par la loi du 10 février 2000 et le décret du 26 juillet 2001, puis celui du 14 août 2009, la responsabilité d'émettre un avis sur les arrêtés tarifaires pris par les ministres de l'économie et de l'énergie. Depuis cette date, la CRE a eu à examiner dix arrêtés tarifaires. Elle a vérifié qu'ils permettaient de couvrir, d'une part, les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation ainsi qu'une marge raisonnable et, d'autre part, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

Le contexte actuel est également marqué par une judiciarisation croissante de la question des tarifs réglementés. Le premier recours devant le Conseil d'État a concerné l'arrêté du 12 août 2008. Sept autres ont suivi. Le Conseil d'État a annulé totalement ou partiellement trois arrêtés, et deux recours sont pendants. Sans revenir sur chacun d'eux, je rappellerai la jurisprudence actualisée des différentes décisions du Conseil d'État, sur laquelle la CRE fonde ses avis.

Il en ressort trois principes essentiels : celui de la couverture des coûts par le tarif, celui de l'ajustement ou du rattrapage, enfin celui de la convergence dans le cadre la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME.

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

Pendant l'application de la loi NOME, c'est-à-dire jusqu'au 31 décembre 2015, chaque mouvement tarifaire devra réduire l'écart entre le niveau des tarifs réglementés de l'électricité et les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché.

Ces éléments démontrent, s'il en était besoin, l'importance d'une bonne connaissance des coûts. C'est pourquoi en 2013, la CRE a réalisé une analyse approfondie des coûts de production et de fourniture d'EDF. Ces travaux venaient en préparation de l'entrée en vigueur de deux dispositions importantes de la loi NOME renforçant nos pouvoirs : la proposition au Gouvernement d'un prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) à partir du 8 décembre 2013, et la proposition d'évolution des tarifs bleus, à compter du 1^{er} janvier 2016. Afin d'éclairer les choix du Gouvernement, Mme Batho, alors ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, avait souhaité que la CRE réalise cet exercice en examinant les coûts tant passés que futurs.

Ce rapport que j'ai présenté à la commission des affaires économiques en juin 2013, à la demande du président François Brottes, met en lumière une hausse très significative des coûts, portée essentiellement par trois facteurs :

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

Sur la base des hausses tarifaires que nous avons calculées et publiées dans notre rapport, le Gouvernement a proposé deux hausses successives de 5 % pour les clients bleus. La première a eu lieu au 1^{er} août 2013. La seconde, prévue pour le 1^{er} août 2014, a été récemment annulée par Mme Royal, ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. Bien que ces hausses importantes ne permettent pas de couvrir les coûts comptables, la CRE avait tenu compte de leur caractère inédit et exceptionnel, et n'avait pas formulé d'avis défavorable.

Cette année, nous avons réactualisé notre analyse. Je détaillerai, si vous le souhaitez, les évolutions que nous avons relevées et qui figurent de manière exhaustive dans le rapport que je vous communiquerai à l'issue de mon intervention.

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

Les prévisions de dépenses d'investissement sont revues à la baisse, grâce au travail d'optimisation auquel EDF s'est livré l'année dernière pour la préparation de son grand carénage.

Cette baisse est partiellement compensée par la requalification de certaines charges d'exploitation en dépenses d'investissement, évolution commencée l'an dernier, mais qui a pris de l'ampleur.

Les coûts commerciaux connaissent une hausse modérée due pour partie à des effets réglementaires, pour partie à une meilleure gestion du dispositif des CEE.

Ces évolutions par rapport à l'exercice précédent montrent, d'une part, qu'EDF éprouve une certaine difficulté pour estimer ses coûts futurs, difficulté qui sera encore renforcée par les incertitudes liées à la préparation et au contenu des quatrièmes visites décennales des trente-quatre centrales du palier de 900 MW. Elles prouvent, d'autre part, qu'il existe dans l'entreprise de réels leviers d'actions permettant de flexibiliser les dépenses et de maîtriser les coûts.

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

Pour répondre aux critiques émises sur la capacité de la CRE à contrôler, voire à réguler les coûts d'EDF, nous avons renforcé, cette année, cet aspect de notre analyse, même si nous considérons toujours qu'une telle mission incombe à l'actionnaire principal plus qu'au régulateur sectoriel.

Sur la question de l'affectation des coûts, nous avons effectué d'importants retraitements tant sur les coûts constatés des années 2012 et 2013, que sur les coûts prévisionnels pour 2014. D'autre part, nous avons demandé à EDF de clarifier le traitement de certains postes de coût, d'améliorer ses prévisions et de réaliser un audit approfondi de ses coûts commerciaux, le dernier datant de 2011 et portant seulement sur leur affectation et non sur leur montant. En attendant les résultats de l'audit, nous avons limité à 2,6 % par an la hausse des coûts commerciaux, dans le calcul des hausses tarifaires pour 2014-2016.

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

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

En termes de hausse tarifaire, si nous étions restés dans le système de la couverture des coûts comptables, il aurait été nécessaire d'appliquer, en 2014, une hausse de 5,6 % pour les clients bleus – soit 6,7 % pour les consommateurs domestiques et 1,3 % pour les petits professionnels –, de 2,9 % pour les jaunes et de 4,2 % pour les verts. La hausse de 5 % prévue par le Gouvernement l'an dernier n'aurait donc pas permis de couvrir les coûts comptables prévisionnels de 2014.

Enfin, puisque cette tâche relève de sa responsabilité, la CRE a définitivement établi les coûts constatés au titre des années 2012 et 2013, puis calculé le manque à gagner que représente pour EDF l'absence de couverture des coûts par les tarifs pour ces deux années. Celui-ci, qui s'élève à 1,136 milliard, devra faire l'objet d'un rattrapage.

J'en viens à la réforme du mode de construction des tarifs, telle qu'elle a été annoncée par Mme Royal, en anticipation des dispositions de la loi NOME.

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

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

On s'intéressera ici à la composante tarifaire, pour laquelle la loi a prévu la convergence progressive des tarifs, au plus tard à la fin de 2015, vers un empilement du prix de l'ARENH, du complément de fourniture d'électricité au prix de marché, des coûts d'acheminement de l'électricité, des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale. Dans cette approche, il s'agit non plus de couvrir les coûts comptables de l'opérateur historique EDF, mais d'être représentatif de ceux que supporte un fournisseur alternatif pour construire ses offres de marché, compte tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose.

Le Gouvernement a souhaité mettre en œuvre dès le prochain mouvement tarifaire cette tarification par empilement. En raison principalement de prix de marché déprimés, celle-ci entraîne une forte limitation des hausses par rapport à celles qui sont obtenues par la couverture des coûts comptables.

Cette situation inédite sur le marché de l'électricité français résulte de prix de marché bas et du renchérissement des coûts comptables à mesure qu'EDF déploie son programme d'investissement. Ces prix se situent autour de 42 à 43 euros, contre 58 à 60 euros en 2011, lors du vote de la loi NOME. Ils s'établissaient à 22 euros lors de l'ouverture du marché en 2000.

La méthode de calcul que la CRE a développée et amplement détaillée dans le rapport fournit une estimation des hausses à réaliser en application de cet empilement de coûts. Il ne s'agit bien sûr que d'une estimation, puisque nos calculs ne couvrent pas le cas

des clients bénéficiant de tarifs spécifiques, notamment de tarifs EJP (effacement des jours de pointe) et Tempo. Selon cette méthode, la hausse serait, pour une partie des clients aux tarifs bleus résidentiels, de 1,6 %. Ce chiffre est un minimum et ne prend pas en compte les rattrapages tarifaires à réaliser au titre des années 2012 et 2013.

La tarification par empilement génère deux effets principaux.

Elle entraîne une certaine sensibilité aux variations des prix de marché. Le résultat n'est évidemment pas le même selon que le prix du marché se situe à 58 euros ou à 22.

Le fait que cette méthode ne repose plus seulement sur ses coûts comptables réduira dans un premier temps la rémunération d'EDF.

Comme je l'avais annoncé dans l'édition 2013 du rapport, la CRE a analysé les conséquences de l'application de cette tarification sur les équilibres économiques et financiers d'EDF. Les résultats sont très sensibles aux hypothèses retenues. De plus, les données comme les prix de marché sont difficiles à appréhender sur les dix prochaines années. Nous relevons néanmoins un accroissement significatif de l'endettement de l'entreprise sur le périmètre production commercialisation France, qui découle essentiellement de la mise en œuvre du grand carénage.

La situation pourrait devenir préoccupante si des efforts de maîtrise des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation n'étaient pas mis en œuvre et si les prix de marché restaient durablement déprimés.

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

Tels sont les éléments essentiels qui ressortent du rapport. Il s'agit cependant d'un des aspects important mais incomplet de la facture d'électricité du consommateur. La facture d'un consommateur résidentiel se décompose de façon schématique en trois tiers qui varient un peu en fonction de l'abonnement et de la consommation : 30 % pour les réseaux – transport et distribution –, 36 % pour la fourniture – le tarif réglementé couvre ces deux premières composantes – et 34 % pour les taxes.

Il est intéressant de regarder l'évolution, entre 2000 et 2014, de la facture hors taxe et toutes taxes comprises d'un consommateur au chauffage électrique, qui consomme 8 500 kWh par an. En euros constants, cette facture a diminué d'environ 14 %, alors qu'elle a augmenté à peu près de 5 % toutes taxes comprises. En euros courants, elle a augmenté de plus de 10 % hors taxes et d'environ 34 % toutes taxes comprises.

Parmi ces taxes, il en est une sur laquelle nous venons de terminer un rapport exhaustif. Il s'agit de la CSPE, qui est calculée chaque année par la CRE, et qui représente 10 % à 13 % de la facture TTC d'un consommateur résidentiel. Instaurée en 2003 et acquittée par l'ensemble des consommateurs d'électricité, elle vise à financer les charges résultant des missions de service public que la loi impose aux fournisseurs.

Ces charges sont constituées en premier lieu des surcoûts résultant des politiques de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. Ces surcoûts résultent de la différence

entre le tarif d'achat pour la filière considérée et les prix de marché de gros de l'électricité. Elles sont constituées deuxièmement des surcoûts de production d'électricité dus à la péréquation nationale des tarifs dans les zones non interconnectées (ZNI), et troisièmement des charges liées à la mise en œuvre du tarif de première nécessité (TPN) en faveur des personnes en situation de précarité, ainsi qu'une partie de la contribution des fournisseurs aux fonds de solidarité logement. La CSPE finance également le budget du médiateur national de l'énergie, les frais de gestion de la Caisse des dépôts et le versement de la prime aux opérateurs d'effacement prévue par la loi.

La CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges prévisionnelles de l'année suivante, et le montant de la contribution unitaire permettant de les financer. Jusqu'en 2010, la contribution unitaire était reconduite d'une année sur l'autre en l'absence d'arrêté du ministre. Elle a ainsi été maintenue à 4,50 euros par MWh de 2004 à 2010.

Toutefois, depuis 2011, à défaut d'arrêté, la loi prévoit que la proposition de la CRE entre en vigueur dans la limite d'une augmentation annuelle de trois euros par MWh. Dans un contexte marqué par une augmentation significative des charges de service public, ces dispositions ont conduit à appliquer à partir de 2009 un taux de CSPE inférieur au taux nécessaire pour couvrir les charges. Le décalage s'est nettement aggravé depuis lors. Ainsi, la CSPE en vigueur en 2014, de 16,50 euros par MWh, est inférieure de six euros au niveau calculé par la CRE, qui se monte à 22,50 euros.

Le déficit qui en résulte est exclusivement supporté par EDF. Il a progressé rapidement depuis 2009. Fin 2013, la dette s'élevait, selon le calcul de la CRE, à 4,3 milliards d'euros et, selon celui d'EDF, à 5,2 milliards. Un accord entre EDF et le Gouvernement, matérialisé par un arrêté publié il y a quelques jours, prévoit la rémunération des coûts de portage associés jusqu'à fin 2012, à un taux de 5,3 %, soit un total de 627 millions.

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

Le sous-jacent de l'augmentation de la CSPE est l'augmentation des charges de service public qu'elle finance. Celles-ci ont quadruplé entre 2003 et 2014, passant de 1,4 à 6,2 milliards d'euros. Le montant total cumulé des charges de service public s'élève à 30 milliards d'euros au cours de la période 2003-2014.

Le rapport détaille l'évolution des différentes filières.

S'agissant tout d'abord du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, le principal fait marquant a été la bulle du photovoltaïque. Plus de 4 GW ont été installés en l'espace de trois ans, ce qui génère aujourd'hui plus de 2 milliards d'euros de charges annuelles, soit 60 % des surcoûts liés aux énergies renouvelables. La situation a été stabilisée à l'issue du moratoire de 2011. Le cadre de soutien actuel, basé sur des tarifs d'achat auto-ajustables pour les petites installations, et sur des appels d'offres pour des installations de moyenne et grande puissance, permet de réguler le développement de la filière et de répercuter au consommateur la baisse des coûts.

Dans le calcul actuel de la CSPE, c'est le paiement du stock pour le photovoltaïque qui coûte cher. Il correspond à la différence entre le prix de référence que nous payons tous,

qui est de 480 euros, et le prix de gros actuel, qui est de 43 euros. Chaque fois qu'un nouvel appel d'offre est lancé sur le photovoltaïque, le prix s'établit environ à 150 euros. Il est donc en diminution, mais il faut toujours évacuer le stock, ce qui maintient un prix élevé.

La filière éolienne a bénéficié d'une grande stabilité de ses conditions de rémunération, dont la CRE a souvent souligné qu'elles induisaient des rentabilités excessives, surtout pour les parcs bénéficiant des conditions de vent favorables. Le ralentissement récent du développement de la filière est principalement lié aux contraintes réglementaires ; elles ont été en partie levées, et on s'attend désormais à une reprise de son développement, qui pourrait intervenir dès cette année.

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

La baisse du prix de marché de gros de l'électricité observée au cours des dernières années a également concouru à l'augmentation de ces charges, puisque ce prix sert de référence pour le calcul des surcoûts. Une baisse d'un euro par MWh sur le marché induit une augmentation des surcoûts de l'ordre de 60 millions d'euros. En 2008, on pariait sur un prix du marché de gros aux alentours de 100 euros, ce qui ne se traduirait pas par les mêmes résultats pour la CSPE.

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

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

Enfin, l'augmentation du nombre de ménages en situation de précarité bénéficiant de dispositions sociales a fait progresser le montant de la charge, qui représente 350 millions en 2014, soit 6 % du montant total des charges.

Sous sa forme actuelle, le dispositif est d'une grande complexité. Il implique de nombreux acteurs et le croisement important de bases de données, ce qui le rend partiellement inopérant. La CRE est favorable à une simplification de l'aide aux ménages en situation de précarité énergétique. La création du chèque énergie permettra de résoudre ce problème.

J'en viens aux principales conclusions de l'analyse prospective d'évolution de la CSPE à horizon de 2025. Les charges de service public devraient croître régulièrement pendant la période, pour atteindre près de 11 milliards en 2025. Le montant total cumulé des charges de service public entre 2014 et 2025 s'élève à 100 milliards d'euros courants.

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

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

Dans ce scénario, l'augmentation annuelle de la contribution unitaire est capée à 3 euros par MWh jusqu'en 2017, date à laquelle elle atteint 25,50 euros par MWh. En 2025, la CSPE devrait atteindre 30 euros par MWh.

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

Les enjeux financiers que représente la CSPE justifieraient que ces missions soient confiées à une administration disposant de moyens de contrôle plus larges que la CRE.

Mme Clotilde Valter, rapporteure. On mesure, quand on vous écoute, les conséquences qu'ont nos choix tant sur le montant des coûts et des charges que sur les mécanismes de fixation du prix. Pouvez-vous intégrer à votre analyse la première étape de la loi sur la transition énergétique ? La question est certes très complexe, mais elle intéresse au premier plan notre commission d'enquête.

De quels leviers dispose l'opérateur historique pour réduire ses coûts ?

La CRE mentionne, comme la Cour des comptes, la difficulté de saisir la totalité des coûts ou regrette un manque relatif de transparence. Quelle incidence à cette imprécision ?

Mme Marie-Noëlle Battistel. La loi sur la transition énergétique, que nous venons de voter, donnera naissance à de nouveaux dispositifs, qu'il faut encadrer au mieux pour éviter une nouvelle explosion de la CSPE. Est-ce à ceux qui n'utilisent pas l'énergie du réseau – mais peuvent à tout moment en avoir besoin – de financer les boucles locales ? Doit-on appliquer aux auto-consommateurs le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ?

Vous avez annoncé dans un autre contexte que les compteurs *Linky* indiqueraient bientôt en temps réel le niveau de consommation, ce qui permettra au client d'ajuster celle-ci et de réduire sa facture. Qui bénéficiera de cette information ? Quel en sera le prix ? Faut-il modifier la loi pour que tous puissent y accéder ?

Pouvez-vous déceler d'éventuels manquements aux contrats ? La possibilité pour les acheteurs de suspendre leur contrat est-elle nécessaire à la maîtrise de la CSPE ?

Comment évaluez-vous les besoins humains de la CRE, dont les actions sont appelées à se développer ?

M. Denis Baupin. Selon la CRE, le coût de fonctionnement du parc nucléaire augmentera de 3 % à 5 %, alors qu'il serait de 21 % selon la Cour des comptes. Pourquoi ces deux évaluations diffèrent-elles autant ? Les deux instances travaillent-elles sur le même périmètre ?

Je vous remercie d'avoir rappelé que 60 % des surcoûts entrant dans le calcul de la CSPE sont liés au stock d'électricité photovoltaïque, imputable à de mauvaises décisions que nous payerons les conséquences pendant vingt ans. Ils ne peuvent en aucun cas être attribués aux énergies renouvelables, actuellement en développement.

À quel moment interviendra le décret relatif à l'ARENH, qui devait entrer en vigueur le 8 décembre 2013 ? Quel sera le montant retenu ?

Abordant la question de la péréquation tarifaire dans les ZNI, vous avez indiqué que le taux de rémunération du capital investi dans les moyens de production était passé en 2006 de 7,5 % à 11 %, ce qui représente entre 2006 et 2013 un montant de 250 millions. D'où vient cette augmentation, qui ne s'est traduite par aucun service supplémentaire pour nos concitoyens ?

La Commission européenne risque d'autoriser la construction de deux EPR au Royaume-Uni, pour un coût qu'EDF évalue à 20 milliards et la Commission européenne à 30 milliards. Cette aggravation de l'endettement d'EDF pèsera-t-il sur le consommateur français ?

Enfin, le TURPE finance-t-il réellement ce à quoi il est destiné ? En d'autres termes, l'argent perçu est-il totalement affecté aux réseaux de transport et de distribution, ou revient-il partiellement à une société mère, qui peut en user pour servir des dividendes ? La CRE est-elle capable de mesurer l'écart éventuel entre les investissements prévus, qui justifient le montant du TURPE, et les sommes réellement investies ?

M. Philippe de Ladoucette. Madame la rapporteure, les coûts d'EDF sont transparents. Nous avons pu consulter tous ses comptes et accéder à toutes les données dont nous avons besoin. Ce n'était pas le cas, il y a encore cinq ans. Entre 2000 et 2006, la CRE a émis deux avis tarifaires, l'un en 2003, l'autre en 2004. À l'époque, les éléments d'information dont elle disposait étaient réduits : il n'y avait ni comptabilité analytique ni comptabilité séparée. Nous avons acquis progressivement une parfaite connaissance des coûts de l'entreprise. Pour autant, il ne nous revient pas de lui indiquer qu'elle pourrait utiliser différemment les sommes qu'elle investit.

Si nous n'avons pas identifié les leviers dont dispose EDF, nous savons qu'ils existent, puisque, depuis l'an dernier, ses coûts ont changé. Il est légitime qu'une entreprise évolue dans sa manière d'envisager ses investissements, ou cherche à les lisser, ce qui est manière d'optimiser la dépense. Quant à décider par quels moyens s'y prendre, ce rôle revient généralement à l'actionnaire. Les comptes sont certifiés par les commissaires aux comptes et

validés par l'assemblée générale et le conseil d'administration, au sein duquel l'État est représenté.

Madame Battistel, nous n'avons pas intégré dans le calcul de la CSPE les dispositions créées par la loi relative à la transition énergétique, toujours en première lecture. Nos prévisions à l'horizon de 2025 sont conservatrices, puisqu'elles se fondent sur la programmation pluriannuelle des investissements (PPI), qui semble en retard pour l'éolien et très en avance pour le photovoltaïque.

Nous avons souvent parlé avec les autorités du tarif des infrastructures se raccordant aux boucles locales ou reliant les auto-consommateurs au réseau. Il faut poser le problème en termes d'assurance. Si les auto-consommateurs peuvent totalement se passer du réseau, ils n'ont aucune raison de payer le TURPE. S'ils ne peuvent fonctionner en boucle fermée, ils doivent l'acquitter, ce qui revient à assumer le coût marginal des installations.

Aux termes de la loi relative à la transition énergétique, les personnes en situation de précarité énergétique seront averties si leur consommation dépasse un seuil. Auparavant, il était prévu qu'elles soient informées soit par ERDF, *via* internet, soit par le fournisseur, qui devrait aménager un dispositif spécifique sur les compteurs *Linky*. L'installation de ceux-ci ne faisant que commencer, je ne sais ni quand ni comment ni à quel coût le client sera pleinement informé de sa consommation.

Je suppose que les « manquements aux contrats » que vous avez évoqués concernent le photovoltaïque. Nous ne sommes pas plus équipés qu'il y a quelques mois pour identifier ces fraudes. Il n'existe d'ailleurs aucun contrôle possible, sinon par les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL).

De récents arbitrages envisagent non d'augmenter mais de réduire le personnel de la CRE, à laquelle on demande un effort plus important qu'aux autres départements du ministère des finances. Nos moyens ont continuellement baissé depuis 2010. La loi pour la transition énergétique prévoit cependant que nous puissions faire payer certaines études par des entreprises, ce qui nous permettra de continuer à assumer nos missions nationales ou européennes.

Monsieur Baupin, je ne veux pas vous répondre trop vite sur les différences entre l'estimation de la CRE et de la Cour des comptes. Nous n'avons probablement pas travaillé sur le même périmètre, mais c'est un point qu'il faudra vérifier. Je vous répondrai donc par écrit.

Pour les ZNI, c'est une décision gouvernementale qui a augmenté de 7,5 % à 11 % le taux de rémunération du capital investi dans les moyens de production. Nous demandons la révision de ce taux incitatif, afin de prendre en compte la spécificité de chaque zone.

M. Denis Baupin. Quand la décision a-t-elle été prise ?

M. Philippe de Ladoucette. En 2006, me semble-t-il, mais je vous confirmerai cette date.

J'ignore si le décret relatif à l'ARENH paraîtra assez tôt pour que nous puissions définir un montant applicable au 1^{er} janvier. Le rapport fait état d'hypothèses de travail élaborées à partir de connaissances non définitives. À titre indicatif, nous tablons sur une

augmentation de deux euros par an pour 2015 et 2016, ce qui portera l'ARENH à 44 euros en 2015 et 46 euros en 2016.

Le TURPE finance ce qu'il doit financer, c'est-à-dire les investissements effectivement réalisés. Si une évolution intervient à la hausse ou à la baisse, le rattrapage s'effectue par le biais du compte de régulation des charges et des produits (CRCP). La question de la remontée de dividendes d'ERDF vers EDF, que vous avez soulevée, pose indirectement celle de la remontée des dividendes d'EDF vers l'État.

Les investissements étrangers d'EDF n'ont pas d'impact direct sur le consommateur français. L'ARENH, qui sert de base au calcul des évolutions tarifaires, reflète le parc nucléaire historique français. C'est à la dimension nationale de l'entreprise que nous nous intéressons.

M. Denis Baupin. Si l'entreprise doit emprunter massivement pour investir, cela se retrouvera dans ses comptes.

M. Philippe de Ladoucette. Nous le verrons à ce moment-là, mais nous ne pouvons pas traiter une hypothèse comme une donnée effective.

M. Jean-Pierre Gorges. Je regrette que l'Assemblée nationale ait examiné le projet de loi sur la transition énergétique sans attendre les conclusions ni de notre commission d'enquête ni de celle qui a examiné les coûts de la filière nucléaire ni du rapport d'information sur le coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires, à partir de l'exemple de Fessenheim.

Existe-t-il un tableau simple indiquant clairement le coût du kW produit par l'eau, le soleil, le vent et le nucléaire ? À mon sens, c'est à ce type de présentation qu'il faut arriver, en précisant si le prix payé par l'utilisateur couvre le coût de production et comment se répartissent les différents postes.

Le projet de loi pour la transition énergétique indique une direction. Il réduit le parc nucléaire pour 2025 en pariant que notre consommation d'énergie diminuera, comme la part du nucléaire dans notre production énergétique, mais il ne s'agit que d'un vœu pieux, comme ceux que nous formulons sur le taux de croissance.

Je le répète : votre propos est très technique. Il faut arriver à une présentation plus simple, dont nous pourrions extraire des éléments compréhensibles par tous les Français. Ce n'est pas facile, mais le rôle des parlementaires est de savoir vulgariser les débats.

M. Hervé Gaymard, président. Merci pour cette suggestion de bon sens !

Mme la rapporteure. Je rejoins M. Gorges : pour déterminer des tarifs lourds de conséquences sur le pouvoir d'achat des consommateurs ou les coûts de production des entreprises, il faut un tableau des coûts et des charges. Nous devons aussi avoir une meilleure connaissance des effets de la loi pour la transition énergétique et des évolutions à plus long terme.

M. Philippe de Ladoucette. Le rapport contient toutes les informations et tous les chiffres sur le coût des énergies renouvelables, qui n'entrent pas dans le système du tarif réglementé.

La Commission européenne a ouvert deux procédures d'infraction, l'une en 2006, l'autre en 2007, ce qui aurait pu mener à la suppression totale des tarifs réglementés, voire à une décision très négative pour EDF. Pour sortir de cette situation, le Gouvernement a négocié avec Bruxelles les termes de la loi NOME, qui précise les conditions de l'ouverture à la concurrence. Toutefois, lors du vote de la loi, il n'a pas été envisagé la baisse du prix de gros sur le marché, à laquelle nous sommes confrontés, parce qu'il s'agissait surtout de protéger le consommateur des effets d'un marché haussier. C'est pourquoi la base prévue alors – l'ARENH joint à 20 % de complément sur le marché – ne couvre pas nécessairement les coûts comptables d'EDF.

On pense actuellement que le marché restera bas pendant dix-huit mois, voire deux ans. On ignore la suite. Si le prix de gros remontait de 43 euros à 58, le problème de la couverture des coûts d'EDF ne se poserait plus.

La loi vise avant tout à ouvrir le marché à la concurrence, qui reste très faible dans notre pays. Elle tente de mettre les alternatifs sur un plan d'égalité avec EDF. Le problème est qu'EDF pâtit d'un marché déprimé et que sa rémunération baisse – du moins tant qu'on ne modifie ni le coût du capital ni la remontée des dividendes. Ce sont des éléments qu'il n'appartient pas à la CRE d'apprécier, mais que vous devrez garder en tête tout au long de vos travaux.

M. Jean-Pierre Gorges. Pensez-vous que la production d'électricité issue des énergies renouvelables, comme l'éolien ou le photovoltaïque, ait sa place dans un environnement concurrentiel ?

M. Philippe de Ladoucette. Les faits comptent plus que mon opinion : en Allemagne, où les énergies renouvelables sont particulièrement développées, il n'y a pas de tarifs réglementés, et la concurrence existe de fait, même si certains fournisseurs d'électricité dominant à l'intérieur de chaque *Land*.

Interrogé par M. Brottes et M. Baupin, dans le cadre d'une commission d'enquête, j'ai eu tort de dire que le marché ne fonctionne pas. Il fonctionne, mais il reflète des décisions qui n'ont pas été coordonnées au départ.

D'un côté, on a créé un marché européen de l'énergie régi par les règles de la concurrence ; de l'autre, on a cherché à développer des énergies renouvelables par des subventions. Par la suite, on a mélangé les deux systèmes. C'est ce qui explique que les grands opérateurs européens – comme le président de GDF – regrettent que le marché n'émette pas de signal clair pour l'investissement. Le marché fonctionne, mais le signal qu'il envoie correspond à une réalité particulière.

M. Hervé Gaymard, rapporteur. Je vous remercie.

La séance est levée à dix-huit heures quinze.



Membres présents ou excusés

Commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité

Réunion du mercredi 15 octobre 2014 à 17 heures

Présents. - Mme Marie-Noëlle Battistel, M. Denis Baupin, M. Philippe Bies, M. Guillaume Chevrollier, Mme Jeanine Dubié, M. Hervé Gaymard, M. Jean-Pierre Gorges, M. Marc Goua, M. Alain Leboeuf, Mme Annick Le Loch, M. Patrice Prat, Mme Béatrice Santais, M. Lionel Tardy, M. Stéphane Travert, Mme Clotilde Valter

Excusés. - M. François Brottes, Mme Marie-Anne Chapdelaine