

Introduction

La politique énergétique de la France vise à garantir la sécurité d'approvisionnement des Français, à contribuer à la compétitivité économique du territoire, à préserver l'environnement et à assurer à chacun un accès à l'énergie. Avec les mêmes objectifs, elle s'insère dans le cadre du marché européen de l'énergie.

La France a fait le choix audacieux de développer un parc nucléaire qui concourt à notre indépendance énergétique, à la limitation des émissions de gaz à effet de serre et à l'attractivité de notre territoire par la compétitivité et la stabilité des prix de l'électricité. Ceux-ci sont, en 2009, inférieurs de 27% à la moyenne européenne pour les ménages et de 33% pour les consommateurs industriels.

Le gouvernement français estime intangible le maintien de prix de l'électricité fondés sur les conditions économiques du parc de production français, et notamment sur sa forte composante électro-nucléaire, ce que ne reflètent pas les prix observés sur les marchés européens de gros de l'électricité. C'est pour identifier le cadre pérenne permettant de concilier cet objectif avec les autres piliers de la politique énergétique que le gouvernement a mis en place une commission, présidée par Paul Champsaur et rassemblant des experts fonctionnels et des parlementaires. La commission a remis son rapport aux ministres en avril 2009.

Après les avoir analysées et confrontées à un large panel d'acteurs, le gouvernement a acquis la conviction de la pertinence des recommandations de la commission Champsaur et décidé de les mettre en oeuvre. Le Gouvernement a ainsi décidé de mettre en place une nouvelle organisation du marché de l'électricité conciliant une forte régulation et un encouragement au développement de la concurrence pour :

- perpétuer, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire par des prix et des tarifs reflétant de manière cohérente la réalité industrielle du parc de production, comme le garantissaient jusqu'à présent les tarifs réglementés de vente ; garantir que ce bénéfice est accessible à chaque consommateur quel que soit son choix de fournisseur d'électricité ;
- permettre à la concurrence de s'exercer, notamment là où elle peut le plus susciter l'innovation, pour permettre à chacun de mieux consommer ;
- responsabiliser les fournisseurs en les encourageant à développer des offres de maîtrise de la demande en électricité notamment lors des pointes de consommation et à investir dans les moyens de production nécessaires.

Les principes de cette nouvelle organisation du marché de l'électricité consistent à :

- assurer aux fournisseurs d'électricité un accès régulé à l'électricité de base d'EDF dans les mêmes conditions économiques qu'EDF ;
- permettre de la sorte à chaque consommateur d'avoir le choix entre des offres compétitives et innovantes, notamment en matière de maîtrise de la demande et de services, de différents fournisseurs ;
- renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en obligeant tous les fournisseurs à disposer, directement ou indirectement, des capacités de production ou d'effacement suffisantes pour approvisionner à tout instant leurs clients, en pleine cohérence avec les conclusions du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique présidé par Serge Poignant, député de Loire-Atlantique et Bruno Sido, sénateur de la Haute Marne.
- éviter les effets d'aubaine en garantissant par une clause de complément de prix que l'électricité de base acquise par l'accès régulé des fournisseurs alternatifs est strictement proportionnée à leurs besoins au vu de leur volonté d'être compétitifs vis-à-vis d'EDF sur le marché domestique français ;

- enfin, conforter les tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs, mais permettre leur extinction pour les gros, dès lors que l'accès régulé à la base permettra aux fournisseurs de proposer des offres reflétant les conditions économiques du parc de production français.

Une telle réforme, donnant de manière transitoire et limitée aux fournisseurs des conditions d'accès à l'électricité de base équivalentes à celles d'EDF, apparaît comme le seul moyen de répondre à la fois aux objectifs d'intérêt général de continuer à faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc de production électrique en France tout en ouvrant effectivement à la concurrence la fourniture d'électricité, et d'offrir un cadre stable et durable à l'industrie électrique. Du point de vue de son activité de fourniture d'électricité, EDF serait ainsi placé sur un pied d'égalité avec les fournisseurs alternatifs. Par rapport à la situation actuelle dans laquelle EDF vend à des consommateurs finals à des prix régulés, cela conduira EDF à vendre une partie de sa production d'électricité de base, non plus à des consommateurs finals, mais à des fournisseurs toujours à un prix régulé. La fixation du prix de cet accès régulé à la base, encadrée par la Commission de régulation de l'énergie, permettra une juste rémunération d'Electricité de France, lui donnera une meilleure visibilité sur ces revenus et lui permettra de réaliser les investissements nécessaires sur son parc de centrales nucléaires. EDF ne sera donc pas lésé au-delà de l'impact de la perte de parts de marché dans l'activité aval de fourniture inhérente à l'ouverture des marchés.

Ce projet de loi contribuera ainsi à mettre en place une régulation ciblée et efficace du marché électrique qui permettra aux consommateurs de continuer à bénéficier de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire, tout en développant pleinement, pour le consommateur, l'innovation et la faculté de choix. Cette nouvelle organisation sera mise en place dès la fin du tarif transitoire d'ajustement du marché (TrTAM), dispositif transitoire créé en 2006 pour les industriels et très contesté.

*

L'**article 1**, qui crée un article 4-1 dans la loi 2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité, met en place l'accès régulé à l'électricité de base, c'est-à-dire le droit pour les fournisseurs, et l'obligation pour EDF, de conclure des contrats d'achat d'électricité à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur.

Le **I** rappelle les objectifs d'intérêt général qui légitiment la mise en place transitoire et limitée de l'accès régulé des fournisseurs à l'électricité de base produite par EDF.

Le **II** stipule dans son premier alinéa l'obligation pour EDF de conclure de tels contrats à des conditions économiques représentatives des centrales nucléaires actuellement en service. Ainsi, les fournisseurs alternatifs disposeront de conditions équivalentes à celles d'EDF en ce qui concerne leur approvisionnement en électricité de base. Ils seront donc en mesure de faire des offres compétitives par rapport à celles d'EDF, qu'elles soient réglementées ou non.

Cette régulation doit être proportionnée aux objectifs de développement de la concurrence. S'agissant d'une régulation, dite asymétrique, d'EDF en tant qu'acteur historique dominant, elle a vocation à être plafonnée. Le second alinéa pose ainsi le principe d'un plafonnement du dispositif. Le plafond est déterminé par le gouvernement après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Il est établi de sorte à ne pas brider le développement de la concurrence sur la fourniture aux clients finals. Le plafond doit demeurer proportionné aux objectifs proposés et ne pourra excéder 100 TWh / an soit environ un quart de la production nucléaire d'EDF. Le plafond ne sera sans doute pas atteint avant plusieurs années si la concurrence évolue au rythme habituellement constaté lors de l'ouverture de marchés.

Le III stipule le droit des fournisseurs à conclure des contrats d'accès régulé à la base avec EDF, pour une quantité d'électricité déterminée de sorte à leur donner des conditions équivalentes à celles d'EDF en ce qui concerne leur approvisionnement en électricité de base. Ils seront calculés de manière transparente et non discriminatoire, sur la base des prévisions d'évolution du portefeuille de clients en France des fournisseurs, en cohérence avec la réalité de ce que représente pour EDF l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques dans l'approvisionnement du même type de portefeuille de clients. Il s'agit donc d'un système équitable, qui n'entrave pas le potentiel de développement des fournisseurs alternatifs, sans pour autant leur donner une situation plus favorable qu'EDF.

Afin d'éviter les éventuels effets d'aubaine, un mécanisme d'ajustement est mis en place, qui compense rétroactivement les volumes accordés en excès si le développement du portefeuille des fournisseurs ne s'est pas déroulé conformément à leurs prévisions. Ce mécanisme prend la forme d'un complément de prix pour toute quantité d'électricité attribuée en excès. Le complément de prix sera basé sur la différence entre le prix régulé d'achat de cette électricité et le prix de marché sur lequel le fournisseur aura pu vendre cet excédent, majoré des intérêts, et éventuellement ajusté en fonction de l'écart entre la prévision et le constaté, pour empêcher les comportements spéculatifs sans pour autant pénaliser les fournisseurs de bonne foi.

La Commission de régulation de l'énergie est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifiera aux cocontractants. La Commission de régulation de l'énergie aura les moyens d'instruction lui permettant d'établir si des comportements visant à détourner le système de ses finalités sont avérés, et le cas échéant à les sanctionner (cf. infra article 5).

Il est prévu de laisser la possibilité de pouvoir déduire des droits d'un fournisseur d'accès régulé à la base, d'un commun accord entre lui et EDF, les quantités d'électricité de base dont il disposerait par le biais de nouveaux contrats conclus de gré à gré avec EDF. Un tel mécanisme contribuera à inciter EDF et les fournisseurs d'électricité à conclure des contrats adaptés, à caractère plus industriel, permettant, le cas échéant, de mieux répondre aux besoins des co-contractants que la simple vente d'électricité à un prix régulé. Ces contrats pourront, par exemple, proposer un prix de l'électricité moins élevé que le prix régulé en contrepartie d'un partage du risque entre EDF et l'acheteur ou prévoir une participation du fournisseur à des investissements réalisés par EDF. Le fournisseur ne serait ainsi pas un simple acheteur-revendeur d'électricité mais un industriel impliqué de l'amont à l'aval.

Le dispositif d'accès régulé à la base n'est pas cumulable avec un approvisionnement des électro-intensifs via le consortium Exeltium qui bénéficie d'une autorisation particulière de conclure des contrats de long terme d'approvisionnement en électricité.

Par ailleurs, afin de s'assurer du reflet du prix d'accès régulé à la base dans les offres de détail dès la mise en place du dispositif, le projet de loi prévoit de réserver l'accès régulé à la base aux seuls contrats de fourniture aux consommateurs finals conclus ou renégociés après le vote de cette loi. Les plus petits consommateurs font exception à cette règle, car la correspondance entre les prix qu'ils paient aujourd'hui pour les offres libres et les tarifs réglementés élimine de fait le risque d'effet d'aubaine.

Les quantités d'électricités que les gestionnaires de réseaux achètent pour compenser les « pertes » dues notamment à l'échauffement des câbles ont vocation à être éligibles au dispositif d'accès régulé à la base, c'est-à-dire à donner le droit, aux fournisseurs d'électricité qui fourniront les gestionnaires de réseau, d'acheter à EDF de l'électricité dans le cadre de l'accès régulé à la base. Les quantités d'électricité correspondantes sont limitées à 20 TWh/an et s'ajoutent le cas échéant au plafond prévu au II. Le mécanisme est mis en place progressivement sur 3 ans à partir de la fixation du prochain tarif d'utilisation des réseaux en 2013. Ce délai est nécessaire car l'achat des pertes est d'ores et déjà couvert, en partie, pour les trois ans qui viennent. Par ailleurs, l'alimentation des pertes dans les modalités actuelles fait intervenir l'ensemble des acteurs de marché et joue de ce fait un rôle

significatif dans l'animation du marché de gros de l'électricité. Aussi, la mise en place ultérieure et progressive du mécanisme pour les pertes permet de mieux anticiper et de contrôler son impact éventuel sur le fonctionnement du marché de gros.

Enfin, une « clause de sauvegarde » prévoit, en cas de circonstances exceptionnelles affectant le parc nucléaire historique, la suspension de ces contrats par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les droits d'accès régulé à l'électricité de base sont basés sur les consommations sur le territoire national interconnecté au réseau métropolitain continental. Pour les zones non interconnectées, un dispositif de péréquation par la Contribution au service public de l'électricité permet déjà à chaque fournisseur de se voir compenser les surcoûts de production par rapport au territoire métropolitain continental. Ainsi, le dispositif d'accès régulé à la base n'a pas vocation à s'appliquer pour les consommations sur ces territoires.

Le IV précise les conditions de détermination du prix régulé de ces contrats d'accès régulé à la base qui sera représentatif des conditions économiques des centrales nucléaires déjà en service. Ainsi, EDF et les fournisseurs alternatifs auront des conditions équivalentes d'accès à l'électricité de base. Le prix couvrira les coûts complets (rémunération des capitaux, dépenses d'exploitation, dépenses d'investissement, charges nucléaires de long terme). et pourra être lissé pour permettre la réalisation de provisions nécessaires à l'investissement. Ainsi, le prix de cet accès régulé à la base permettra une juste rémunération d'Electricité de France, une meilleure visibilité sur ces revenus, et la réalisation des investissements nécessaires sur son parc de centrales nucléaires. Dans la pratique, ce prix permettra que les entreprises du secteur électrique se trouvent dans une situation financière saine à l'approche de la fin de vie du parc nucléaire historique, pour être en mesure de pouvoir contribuer au renouvellement des capacités de production d'électricité. Ce prix sera arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie selon une méthode, définie par décret, permettant d'identifier les coûts du parc nucléaire historique. Par exception, dans les 5 prochaines années, jusqu'à l'achèvement de la phase de transition, le prix sera déterminé par les ministres après avis de la CRE. Dans un premier temps, et afin d'assurer une bonne transition, le prix effectif de l'accès régulé à la base sera cohérent avec le prix facturé aux clients bénéficiant du Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché.

Le dispositif est mis en place pour une période transitoire de 15 ans de nature à assurer à tous les acteurs une visibilité suffisante et cohérente avec la perspective de début du renouvellement du parc nucléaire. **Le V** prévoit des bilans périodiques que le Gouvernement adressera au Parlement notamment sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie, de l'Autorité de la concurrence pour mettre en œuvre une régulation évolutive et dynamique au sein de ce nouveau cadre de fonctionnement du marché de l'électricité. En effet, cette régulation devra s'adapter à la levée progressive des incertitudes ainsi qu'à l'évolution de la réalité industrielle du parc de production. Schématiquement on peut dégager trois phases au cours de cette période.

Durant les 5 prochaines années, l'enjeu industriel porte sur le rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire et les investissements dans les moyens de production de base et de pointe. Pendant cette période, il s'agit aussi d'étudier les conditions de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire et de documenter les investissements nécessaires. En effet, si dans une perspective économique et sous réserve de toute exigence en terme de sûreté, le scénario privilégié repose sur la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans après des investissements de jeunesse, l'Autorité de sûreté nucléaire est la seule compétente et habilitée à se prononcer sur la fermeture ou la prolongation de chaque réacteur, le cas échéant à la condition que des investissements soient réalisés. Enfin, cette première phase s'achèvera par la convergence de toutes les références de prix.

De 2015 à 2020, les investissements nécessaires, le cas échéant, à la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire devront être engagés et leur coût pris en compte dans le prix de l'accès régulé à la base.

Enfin de 2020 à 2025, il conviendra d'engager la préparation du renouvellement du parc nucléaire. Le coût de renouvellement pourra alors progressivement devenir une référence de prix pertinente pour le consommateur.

Au-delà de la gestion de ces incertitudes industrielles, il conviendra également de s'assurer, tout au long de cette période, de l'efficacité de cette nouvelle organisation du marché de l'électricité à la fois en ce qui concerne le développement effectif de la concurrence, la cohérence entre les offres de détail des fournisseurs et le prix de l'accès régulé à l'électricité de base et la participation de tous les acteurs aux investissements dans le renouvellement des capacités.

*

L'article 2 demande à chaque fournisseur d'électricité de prendre sa juste part de responsabilité, en fonction de son portefeuille de clients, dans le bon fonctionnement du système électrique en lui imposant de disposer de capacités de puissance, soit en production soit en effacement de consommation d'électricité, suffisantes pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande. Le dimensionnement de cette obligation et du niveau de sécurité d'approvisionnement seront cohérents avec les critères utilisés jusqu'à ce jour pour dimensionner le parc de production en France. Il s'agit de s'assurer que tous les fournisseurs assument l'ensemble de leurs responsabilités industrielles et énergétiques vis-à-vis de leurs clients et ne se reposent pas sur une garantie de fourniture implicite de l'opérateur historique.

Comme on a pu le constater à l'étranger, notamment en Amérique du nord, un tel dispositif entraîne un large développement des offres modérant/limitant la consommation d'électricité en période de pointe, réduisant d'autant la nécessité d'investir et de faire fonctionner des centrales thermiques fossiles et donc les émissions de gaz à effet de serre.

*

Etant donné les nouveaux droits et obligations des fournisseurs d'électricité mis en place par ces deux premiers articles, l'**article 3** prévoit de remplacer la simple déclaration d'activité d'achat d'électricité pour revente par une procédure d'autorisation ministérielle qui permettra de vérifier les capacités techniques et financières des fournisseurs et la compatibilité de leur projet avec leurs droits et obligations.

*

L'article 4 est relatif à la définition des tarifs réglementés de vente d'électricité. Le **I** est une disposition de coordination qui soumet le prix régulé de l'électricité de base aux dispositions du Code de commerce relative à la réglementation des prix. Tous les consommateurs étant désormais éligibles au libre choix de leur fournisseur, le **II** supprime des dispositions transitoires de la loi 2000-108 du 10 février 2000. Le **III** étend au tarif de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés le principe de couverture des coûts.

Les principes de couverture des coûts et de possibilité d'adaptation de la structure des tarifs réglementés de vente aux objectifs de maîtrise de la demande en électricité notamment en période de pointe sont rappelés au **IV**. Le principe de cette nouvelle organisation des marchés de l'électricité repose sur la cohérence entre le prix de l'accès régulé à l'électricité de base et les tarifs réglementés de vente, de manière à garantir la contestabilité du marché. Cela suppose donc que les tarifs réglementés de vente pour les consommateurs finals soient progressivement, et au plus tard en 2015, construits par addition des coûts d'approvisionnement en électricité, du prix régulé pour la part d'accès régulé à

l'électricité de base et du coût du complément de la fourniture intégrant la garantie de capacité, des coûts d'acheminement, des coûts de commercialisation permettant une rémunération raisonnable. Ainsi, par construction, les fournisseurs alternatifs pourront faire des offres innovantes et compétitives par rapport aux offres réglementées en optimisant l'approvisionnement complémentaire en électricité, les services associés aux offres de fourniture, et les coûts commerciaux.

La cohérence du dispositif suppose un même régulateur pour l'accès régulé à la base, l'élaboration des tarifs réglementés de vente aux consommateurs finals et du tarif de cession aux distributeurs non nationalisés. La Commission de régulation de l'énergie sera donc chargée de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ces différents tarifs réglementés (cf. **V** et **VI**). Le tarif de cession aux distributeurs non nationalisés est ainsi conservé pour leur permettre de fournir leurs clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité. A l'instar des autres fournisseurs, les distributeurs non nationalisés pourront bénéficier de l'accès régulé à l'électricité de base pour fournir leurs clients en offres libres et acheter leurs pertes.

*

L'article 5 prévoit le maintien des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs afin de protéger ceux d'entre eux qui ne disposent pas de tous les moyens pour tirer bénéfice de la concurrence. La réversibilité entre les offres libres et réglementées est pérennisée et contribuera à rendre plus dynamique la concurrence.

Pour les plus gros consommateurs, le maintien des tarifs réglementés de vente n'apparaît pas nécessaire dès lors que la concurrence permettra de leur garantir un prix de l'électricité reflétant la compétitivité du parc de production à laquelle les fournisseurs ont accès par le dispositif régulé. Les tarifs réglementés seront donc maintenus pour une phase transitoire jusque 2015 pendant laquelle sera garantie la réversibilité entre les offres libres et réglementées pour les consommateurs qui n'ont pas déjà fait jouer leur éligibilité.

Du fait du mécanisme de péréquation par la contribution au service public de l'électricité, tous les sites de consommation des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental pourront continuer à bénéficier des tarifs réglementés de vente.

Par ailleurs, il est proposé de mettre en place des règles de réversibilité similaires pour les petits consommateurs de gaz naturel. C'est l'objet des **II** et **IV** de cet article.

*

L'article 6 est une disposition de coordination.

*

L'article 7 a pour objet de rappeler que notre cadre législatif permet la conclusion de contrats de long terme pour la fourniture d'électricité. En effet, il est primordial, notamment pour les consommateurs industriels, de disposer d'une bonne visibilité sur leurs coûts d'approvisionnement en électricité.

*

La Commission de régulation de l'énergie voit son champ de compétences élargi à la gestion de l'accès régulé à la base et à l'élaboration des tarifs réglementés de vente. **L'article 8** formalise ces nouvelles attributions en ce qui concerne les compétences générales (**I**), les habilitations (**II**), le rapport d'activité (**III**), les moyens de préciser les règles de détail relatives à la gestion de l'accès régulé à l'électricité de base et à l'identification des coûts du parc nucléaire historique (**IV**).

La Commission de régulation de l'énergie se voit confier la mission de surveillance de la cohérence des prix proposés par les acteurs du marché de l'électricité avec leurs contraintes économiques, notamment l'accès régulé à la base. Le cas échéant, le contrôle des pratiques anticoncurrentielles relève de l'Autorité de la concurrence en vertu des articles L 420-1 et suivants du code de commerce. Cette articulation des missions est de nature à protéger les consommateurs et à leur garantir un prix de l'électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

Les **V** à **X** étendent le mécanisme de sanction prévu par la loi n°2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité aux cas d'abus ou d'entrave au dispositif d'accès régulé à l'électricité de base. Il apparaît en effet nécessaire que le régulateur puisse proposer des sanctions dissuasives en cas d'entrave ou de détournement du dispositif.

*

Les nouvelles compétences confiées à la Commission de régulation de l'énergie font apparaître le besoin de mettre en place un collège plus resserré, gardien dans la durée d'une doctrine claire et pérenne de régulation, et, parallèlement, d'organiser son « écoute » des enjeux de la politique énergétique dont la CRE n'est pas directement en charge et qui peuvent donner lieu à des orientations du gouvernement, du Parlement ou des parties prenantes représentées au Conseil supérieur de l'énergie. C'est la raison pour laquelle l'**article 9** prévoit :

- la réduction du collège de la CRE de 9 à 5 membres,
- que la CRE consulte le Conseil supérieur de l'énergie en amont des projets de décision de principe structurantes pour l'organisation des marchés, et qui peuvent avoir un impact sur les autres volets de la politique énergétique,
- que les commissions compétentes du Parlement en matière d'énergie peuvent faire connaître leurs analyses à la CRE.

La commission composée selon le nouveau format sera mise en place rapidement après l'entrée en vigueur de la loi, puisque les membres actuels du collège de la CRE se verront résilier de leurs fonctions dans les deux mois suivant sa promulgation.

*

L'**article 10** complète ou modifie le code de la consommation pour transposer les dispositions relatives à la protection des consommateurs contenues dans les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel qui abrogent les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du 26 juin 2003.

Ces directives édictent au niveau communautaire des règles qui figurent déjà pour l'essentiel à la section 12 du chapitre 1^{er} du titre II du livre Ier du code de la consommation depuis la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

De nouvelles dispositions appellent cependant une transposition complémentaire par voie législative dans le code de la consommation. Ces dispositions améliorent l'information générale et particulière du public (modes de règlement des litiges – aide mémoire du consommateur – données de consommation), facilitent la relation avec le fournisseur (réduction des délais en cas de changement de fournisseur – changement de fournisseur sans frais - libre choix du mode de paiement) ou concernent certains sujets récurrents de réclamation (indemnisation par le fournisseur - index estimés de consommation – prise en compte des indices réels).

Indépendamment des mesures de transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009, le champ d'application des articles L. 121-87 à L. 121-93 du code de la consommation est complété pour éviter une insécurité juridique et assurer une protection identique à tous les bénéficiaires des tarifs règlementés.

L'article 11 a pour objet, dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, d'autoriser le Gouvernement à prendre par ordonnance les dispositions nécessaires à la transposition des deux directives relatives au marché intérieur de l'énergie ou de celles de leurs dispositions qui n'ont pas encore été transposées, ainsi que les mesures d'adaptation de la législation liées à cette transposition à savoir :

- a) la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité,
- b) et la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur de gaz ;

Ces deux textes complètent les deux directives adoptées respectivement en 1996 et 1998, d'une part, et en 2004, d'autre part, pour permettre la libéralisation du secteur de l'énergie et aujourd'hui transposées en droit français dans les lois de 2000, 2003, 2004, 2005 et 2006.

Ces deux nouvelles directives au contenu très technique, dont l'essentiel des dispositions est identique pour les deux énergies concernées, visent à renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz et compléter en cohérence les compétences du régulateur de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie, pour contrôler la réalité de l'indépendance renforcée des gestionnaires de réseaux ab initio et au cours du temps.

Pour cela, trois options alternatives sont proposées aux États membres qui doivent choisir l'une d'entre elles : la séparation patrimoniale des réseaux de transport d'électricité ou de gaz, la gestion des réseaux par une société tierce (modèle ISO) ou le renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz modèle «ITO», proposé et défendu par la France lors de la négociation des textes communautaires et inscrit dans le chapitre V de la directive 2009/72 et le chapitre IV de la directive 2009/73.

C'est cette dernière option, la plus adaptée à notre contexte national qui permet de préserver des groupes intégrés d'énergie, qu'il est proposé de retenir dans l'ordonnance de transposition et qui conduit notamment à adapter le mode de gouvernance des trois sociétés de transport d'électricité et de gaz visées par ces deux directives à savoir RTE, (filiale à 100% d'EDF) pour le secteur de l'électricité, et GRTgaz (filiale à 100 % de GDF Suez) et TIGF (filiale à 100 % du groupe TOTAL), pour celui du gaz.

Le renforcement des conditions d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport notamment en ce qui concerne leurs moyens techniques et humains et les modes de gouvernance de ces sociétés se traduira par une adaptation du statut de ces sociétés déjà dérogoires au droit commun du droit des sociétés et une modification de la loi 2004.

Toutefois, cette ordonnance veillera à concilier autant que possible la préservation des droits antérieurs des salariés et dirigeants concernés de ces sociétés.

Elle précisera également la procédure de certification des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité ou de gaz confiée au régulateur de l'énergie qui interviendra au plus tard en mars 2011, et encadrera si nécessaire ses modalités techniques par un décret en Conseil d'État. Elle définira aussi les principes et les modalités de la certification lorsque le capital d'une société de transport de gaz ou d'électricité est détenu par une entité sise hors de l'Espace Économique européen.

Les directives prévoient qu'à fin de s'assurer de l'indépendance réelle de la gestion quotidienne des réseaux, les sociétés de transport devront se doter d'un déontologue ou «compliance officer» personne physique ou morale qui sera dotée de pouvoirs exorbitants du droit commun des sociétés : ce

déontologue pourra notamment participer à toutes les réunions relatives aux investissements dans les réseaux, aux séances des conseils d'administration ou du directoire, avoir accès aux locaux du gestionnaire de réseau de transport de gaz ou d'électricité en toutes circonstances et avoir accès à tous les documents nécessaires à sa mission et informer la CRE de tout projet d'investissement en amont des décisions éventuelles des sociétés de transport de gaz ou d'électricité. Dans le dispositif actuel, l'ensemble des sociétés gestionnaires des réseaux de transport ou de distribution desservant plus de 100 000 clients, de gaz ou d'électricité, disposaient déjà d'un responsable de la mise en œuvre du code de conduite.

Les sociétés de distribution desservant plus de 100 000 clients seront soumises à la même obligation de se doter d'un déontologue : six sociétés sont aujourd'hui concernées par cette disposition en sus de GDF Suez et EDF, à savoir, Réseau GDS (Gaz de Strasbourg) et Régaz (Gaz de Bordeaux) pour le secteur du gaz d'une part, Electricité de Strasbourg, U.E.M. (Metz), Séolis et Sorégies (respectivement dans les départements des deux Sèvres et de la Vienne) d'autre part pour le secteur de l'électricité.

Dans la mesure où la fonction de déontologue serait remplie par un salarié de la société de transport ou de distribution, l'ordonnance devra, le cas échéant préciser les garanties offertes à celui-ci en confiant au régulateur la mission de contrôle de ces garanties.

Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité devront également prévoir de réaliser des plans décennaux de développement de leurs réseaux.

L'ordonnance devra en conséquence adapter les compétences de la Commission de régulation de l'énergie, y compris en matière de sanctions pour permettre le suivi de cette indépendance renforcée des gestionnaires de réseaux de transport ainsi que l'exercice de la surveillance des marchés de détail et de gros de l'électricité et du gaz.

En cas de manquement à l'obligation nouvelle d'investissement -du moins pour le secteur du gaz-, la Commission de régulation de l'énergie devra disposer de nouveaux outils pour faciliter la réalisation de tels nouveaux investissements. Pour autant, l'ordonnance se limitera à donner à la CRE un pouvoir d'injonction vis à vis des gestionnaires de réseaux de transport de gaz ou d'électricité ainsi qu'à renforcer sa compétence en matière de lancement d'appels d'offre et non le pouvoir d'imposer des augmentations de capital des gestionnaires de réseaux de transport comme la directive en laisse le choix aux Etats membres.

Enfin, les modalités d'adoption des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz et d'électricité seront adaptées : la CRE recevrait un pouvoir d'initiative en matière d'abrogation du tarif existant mais qui devra tenir compte des orientations des ministres de l'économie et de l'énergie qui pourront demander une deuxième délibération.

L'ordonnance prévue est prise dans un délai de neuf mois suivant la publication de la présente loi. Le projet de loi de ratification de l'ordonnance prévu par le présent article est déposé devant le Parlement au plus tard le dernier jour du troisième mois à compter de la publication de cette ordonnance.

*

Dans le cadre des dépenses de démantèlement des installations nucléaires, les situations sont très disparates parmi les exploitants. Le CEA doit faire face actuellement à d'importantes opérations de démantèlement et d'assainissement de ses installations. De même, AREVA devra commencer aux alentours de 2015 à démanteler son usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse 1. Par comparaison, pour EDF, l'échéance moyenne des dépenses de démantèlement, d'évacuation et de stockage des déchets définitifs est de plus de 25 ans dans une hypothèse conservatrice d'une durée d'exploitation de 40 ans. Même si ces échéances sont lointaines, il n'en demeure pas moins qu'EDF est l'exploitant qui aura à constituer le plus important portefeuille d'actifs dédiés.

Afin de remplir les obligations légales résultant de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, EDF a mis en place, dès la publication de cette loi, un programme conséquent de constitution d'actifs dédiés mais dans une logique de montée en puissance progressive (i) du fait de l'échéance lointaine des décaissements et (ii) du fait des montants en jeu afin de garantir la liquidité du groupe. Dans l'hypothèse conservatrice d'une durée d'exploitation des réacteurs d'EDF de 40 ans, l'essentiel des dépenses de démantèlement se situe à partir de l'horizon 2030 ; or, cet horizon pourrait être significativement repoussé si EDF atteint son objectif d'allongement de la durée de vie de ses réacteurs au-delà de 40 ans.

En phase de constitution des actifs, les théories économique et financière plaident pour un étalement des dotations afin de diversifier les actifs et les périodes de placement au sein des cycles économiques. Du fait de l'échéance lointaine des décaissements et des montants en jeu afin de garantir la liquidité du groupe, il est important que la réglementation ne conduise pas les exploitants à investir massivement dans une période de volatilité forte des marchés mettant ainsi en risque les dotations restant à réaliser et conduisant à une mauvaise affectation des actifs. La crise, en 2008-2009, a ainsi entamé provisoirement la valeur du portefeuille et compliqué la stratégie de placement. Malgré une amélioration des marchés, ceux-ci sont volatils et incertains, ce qui plaide pour une stratégie de placement prudente et progressive.

Compte tenu de ces éléments, et du niveau de couverture déjà atteint par les exploitants nucléaires, une prolongation de l'échéance de constitution des actifs de 5 ans paraît raisonnable et prudente, pour les exploitants dont les décaissements seront tardifs (essentiellement au-delà de 2030). Cela permettra un programme de placement plus diversifié dans le temps et donc plus efficace car moins exposé aux aléas de la conjoncture économique.

En tout état de cause la modification proposée assure qu'il sera pour tout exploitant impossible de réduire son niveau de couverture du fait du report de l'échéance de mi 2011 et d'utiliser les décaissements induits à autre chose qu'à des opérations de démantèlement des installations nucléaires de base tant que la nouvelle échéance de 2016 de première constitution des actifs n'est pas atteinte. Autrement dit, un exploitant qui aurait complètement constitué son portefeuille ne serait pas concerné par la modification législative envisagée.

C'est l'objet de **l'article 12**.

*

L'article 13 renvoie à un décret en Conseil d'Etat la définition des modalités d'application de ce texte de loi.