



Avis n° 14-A-16 du 20 octobre 2014
concernant un projet de décret portant modification du décret
n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à
l'électricité nucléaire historique

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la lettre, enregistrée le 7 juillet 2014 sous le numéro 14/0059A, par laquelle le ministre de l'économie, du redressement productif et du numérique a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, en application de l'article L. 462-2 du code commerce ;

Vu le code de l'énergie ;

Vu le code de l'environnement ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

Vu le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Les rapporteurs, le rapporteur général adjoint, le commissaire du Gouvernement et les représentants du ministre de l'énergie et du développement durable entendus lors de la séance du 29 septembre 2014 ;

Les représentants de la société Electricité de France (EDF) entendus sur le fondement de l'article L. 463-7 du code de commerce ;

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations qui suivent :

I. Constatations

1. Par lettre enregistrée le 7 juillet 2014 sous le numéro 14/0059A, l'Autorité de la concurrence (ci-après l'Autorité) a été saisie par le gouvernement d'une demande d'avis relatif à un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après ARENH).

A. LE CADRE JURIDIQUE DU DISPOSITIF ARENH

2. Le dispositif ARENH a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME »), conformément aux conclusions du rapport Champsaur d'avril 2009.
3. Ce dispositif, créé pour une période transitoire allant du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2025, consiste à reconnaître aux fournisseurs d'électricité alternatifs un droit d'accès à un tarif régulé à une quantité d'énergie électrique issue du parc historique de production nucléaire d'Électricité de France (ci-après EDF), pouvant aller jusqu'à 100 TWh. Ce dispositif est destiné à remédier aux difficultés rencontrées par les fournisseurs alternatifs pour concurrencer efficacement EDF sur le marché aval de la fourniture d'électricité au détail.
4. Les dispositions de la loi NOME relatives au dispositif ARENH sont aujourd'hui codifiées aux articles L. 336-1 et suivants et L. 337-13 et suivants du code de l'énergie.
5. L'article L. 336-1 prévoit que l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique « *est consenti à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires* ». Cette disposition, couramment appelée « principe d'équivalence » est précisée et complétée par l'article L. 337-14, qui dispose que : « *afin d'assurer une juste rémunération à Électricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires (...) sur la durée du dispositif (...). Il tient compte de l'addition : 1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ; 2° Des coûts d'exploitation ; 3° Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ; 4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées à l'article L. 594-1 du code de l'environnement.* »
6. Le prix de l'ARENH est, en vertu de l'article L. 337-13, arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (ci-après CRE).
7. Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 a précisé ces dispositions législatives en fixant des règles d'accès à l'énergie nucléaire historique. Le décret a notamment fixé la procédure de demande de droits de tirage ARENH, les modalités de calcul et de répartition des volumes d'électricité ainsi cédés, les modalités de facturation et la gestion des flux financiers ou encore le mécanisme de contrôle *ex post* des volumes consommés et les compléments de prix dus par les fournisseurs en cas de non-respect de certaines conditions.

B. LE PROJET DE DÉCRET SOUMIS À L'EXAMEN DE L'AUTORITÉ

8. Le projet de décret soumis à l'Autorité comprend deux volets d'importances très différentes. Le premier porte sur diverses améliorations apportées au décret de 2011, dont certains des articles (1^{er} à 11) sont modifiés, notamment en ce qui concerne les délais de paiement et le mécanisme de complément de prix. Le second introduit des articles nouveaux, numérotés 12 à 19, qui fixent une méthode de détermination du prix de l'ARENH, ce qui constitue une innovation majeure par rapport au décret précédent. Conformément à la loi, le décret définit différentes composantes de coûts et fixe leur mode de calcul.

a) Les composantes de coûts

9. L'article 12 prévoit que les coûts mentionnés à l'article L. 337-14 du code de l'énergie sont répercutés dans le prix de l'ARENH au titre d'une année (N) à travers trois composantes.
10. La première composante est celle relative à la rémunération des capitaux et aux coûts prévisionnels liés aux charges de long terme (charges de démantèlement, charges de gestion des combustibles usés et déchets radioactifs).
11. Pour la détermination de cette composante, le texte définit une base d'actifs constituée du capital résiduel immobilisé dans le parc nucléaire historique d'EDF, matérialisé par la valeur nette comptable de ce parc au 31 décembre 2010, et des immobilisations en cours à cette même date. À cette part, qui est directement établie à partir des documents comptables, est ajoutée une quote-part des provisions déjà constituées ou restant à constituer par EDF pour couvrir les charges de long terme liées au démantèlement des centrales et à la gestion des déchets. Le gouvernement a choisi de fixer cette quote-part à 15/40^{èmes}, afin qu'elle soit représentative du nombre d'années de fonctionnement du dispositif ARENH, quinze ans, rapporté aux quarante ans de vie des réacteurs nucléaires du parc historique. Le projet de décret prévoit ensuite que le montant des capitaux de cette base d'actifs soit amorti sur la période de régulation et rémunéré au coût moyen pondéré du capital, tel que défini par les ministres de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE.
12. La deuxième composante est celle des coûts d'exploitation de l'année (N). Cette composante recouvre notamment le coût du combustible nucléaire, celui des autres consommations externes, les charges de personnel ou encore les impôts, taxes et redevances.
13. La troisième composante est celle du coût des investissements réalisés chaque année pendant la période de fonctionnement de l'ARENH. Elle est définie comme la somme des dépenses d'investissements affectées aux centrales du parc nucléaire historique qu'EDF prévoit de réaliser au cours de l'année (N).

b) Le calcul du prix de l'ARENH

14. La CRE procède chaque année (N-1) au calcul du prix de l'ARENH pour l'année (N) de la manière suivante :

$$\text{Prix ARENH (année N)} = \left(\frac{\text{montants des coûts prévisionnels (année N)}}{\text{volume prévisionnel d'électricité en kWh du parc nucléaire d'EDF (année N)}} \right)$$

15. Les coûts prévisionnels mentionnés au numérateur correspondent à la somme des trois composantes précitées, à laquelle sont ajoutés ou retranchés les écarts de coûts constatés au titre des années précédentes, revalorisés au coût moyen pondéré du capital. Le taux utilisé pour revaloriser la part des écarts imputable à des erreurs de prévisions peut être modulé par la CRE afin d'inciter EDF à de meilleures prévisions. Le prix final proposé par la CRE peut être lissé afin d'éviter des variations trop brusques d'une année sur l'autre.
16. Il faut donc relever que le prix de l'ARENH, qui sera intégré dans le calcul des tarifs réglementés, a un caractère très marqué de coût prévisionnel susceptible d'être corrigé une fois arrêtés les comptes d'EDF pour les exercices passés.
17. Ce caractère de coût prévisionnel ajustable est confirmé par le fait que la CRE doit adresser, chaque année avant le 15 juin, aux ministres de l'économie et de l'énergie, une proposition de prix pour l'année (N) qui doit, en outre, comporter des prévisions de prix pour les deux années suivantes. Les variations du prix de l'ARENH sont donc encadrées par des prévisions et des corrections successives.

II. Analyse concurrentielle

18. Les articles modificatifs du décret de 2011 n'appellent pas de longs développements puisqu'ils ne font qu'apporter des améliorations au dispositif existant. En revanche, les choix méthodologiques sur le calcul du prix demandent une mise en perspective et une discussion plus approfondie, car ils traduisent une conception du dispositif ARENH qui appelle des observations.

A. LES MODIFICATIONS DES ARTICLES 1^{ER} À 11 DU DÉCRET DE 2011

a) Les modalités de déclenchement du complément de prix

19. Les acheteurs d'ARENH doivent payer des compléments de prix en cas de demandes excédentaires (CP1) et, le cas échéant, excessives (CP2). Pour ne pas pénaliser les acheteurs qui auraient commis une erreur d'estimation de bonne foi, le décret prévoit une marge de tolérance égale à la plus élevée des deux valeurs suivantes : 10 % de la consommation constatée par le gestionnaire du réseau public de transport ou 5 MW. Le projet de décret augmente ces seuils qui passent à 15 % de la consommation constatée et 10 MW.
20. De même, les causes susceptibles d'exonérer les fournisseurs de bonne foi du paiement du terme CP2 sont étendues. Outre les cas de force majeure, sont également prévues, désormais, les hypothèses de « *réduction significative et brutale de consommation à la suite de l'ouverture d'une procédure de redressement judiciaire ou de liquidation judiciaire* », là où le texte actuel ne vise que les cas de « *suspension de fourniture* » consécutifs à l'ouverture d'une procédure de liquidation.
21. Ces assouplissements, qui permettent d'alléger la contrainte pesant sur les fournisseurs alternatifs de bonne foi, doivent être approuvés.

b) Les délais de paiement et d'instruction

22. L'article 4 du projet de décret modifie le régime des délais de paiement. Désormais, dans son dossier de demande de droits de tirage ARENH, le fournisseur alternatif peut choisir comme date de paiement, soit le dernier jour ouvré du mois de livraison, soit le premier jour ouvré suivant le 20^{ème} jour du mois suivant le mois de livraison, alors que seule la première option était offerte jusque-là.
23. L'article 6 du projet de décret réduit de cinq jours la durée d'instruction des demandes d'ARENH par la CRE, en fixant la date limite de dépôt des demandes d'ARENH à quarante jours et non plus quarante-cinq jours avant le début de chaque période de livraison.
24. Ces ajustements, qui répondent à des demandes du marché après trois ans de fonctionnement de l'ARENH, doivent également être approuvés.

c) La clause de monotonie

25. L'achat d'ARENH se fait à deux moments, appelés « guichets », débutant le 1^{er} janvier de l'année N pour des livraisons entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre de l'année N et le 1^{er} juillet de l'année N pour des livraisons entre le 1^{er} juillet de l'année N et le 30 juin de l'année N + 1. La clause de monotonie prévoit que lorsqu'un fournisseur augmente sa demande d'ARENH entre deux guichets successifs, il ne peut pas la réduire au guichet suivant et, à l'inverse, lorsqu'il diminue sa demande d'ARENH entre deux guichets successifs, il ne peut pas l'augmenter au guichet suivant. Cette clause est destinée à éviter les possibilités d'arbitrage saisonnier dont disposeraient autrement les fournisseurs alternatifs.
26. Dans son avis n° [11-A-06](#) du 15 mars 2011, l'Autorité avait admis le principe de la clause de monotonie dans les termes suivants : « *Cette contrainte s'avère nécessaire pour éviter les effets d'aubaine qui pourraient être créés du fait du différentiel de consommation entre hiver et été, notamment chez les petits consommateurs. En d'autres termes, l'ARENH doit être mis au service du développement d'un portefeuille de clients sur le moyen terme* ».
27. L'article 9 du projet de décret apporte une précision rédactionnelle sur les conditions de mise en jeu de la clause de monotonie, sans en assouplir le mécanisme. Ce changement est sans doute utile, mais la clause de monotonie aurait mérité une amélioration plus substantielle afin de permettre aux fournisseurs alternatifs d'adapter leurs demandes d'ARENH à l'évolution de leur portefeuille de clients. La CRE avait d'ailleurs formulé une préconisation en ce sens dans son rapport sur le fonctionnement des marchés français de l'électricité de janvier 2013.
28. À tout le moins, la clause de monotonie devrait être assouplie pour les guichets de l'année 2016, voire pour ceux de la période 2016-2017. En effet, au 31 décembre 2015, les tarifs jaunes et verts seront supprimés et les professionnels qui en bénéficiaient se tourneront vers les offres en tarif libre, ce qui pourra entraîner des variations significatives des parts de marché des fournisseurs alternatifs. Afin que ces derniers puissent jouer pleinement leur rôle d'animation de la concurrence, ils ne doivent pas, pendant cette période sensible, être contraints de manière excessive par la clause de monotonie. Une solution envisageable serait de prévoir une marge de tolérance pour les variations de quantités d'ARENH demandées entre deux guichets successifs, à l'image de ce qui existe pour le complément de prix CP2.

d) Les délais de fixation du prix de l'ARENH

29. L'article L. 337-13 du code de l'énergie prévoit que la proposition de prix de l'ARENH transmise par la CRE aux ministres de l'économie et de l'énergie est réputée acceptée en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois.
30. L'article 3 du projet de décret prévoit que la CRE transmet sa proposition avant le 15 juin de chaque année. Cette proposition est donc tacitement acceptée au plus tard le 15 septembre. Dans l'hypothèse où une opposition ministérielle interviendrait avant cette date, ni la loi ni le projet de décret ne précisent la procédure applicable, et notamment si les ministres doivent solliciter une nouvelle proposition à la CRE et dans quels délais.
31. Dans ces conditions, il existe un risque que la fixation du prix de l'ARENH ne soit retardée alors que les fournisseurs doivent le connaître au plus tard autour du 15 octobre, afin de pouvoir élaborer leurs offres pour le guichet de fin d'année. Il serait donc utile que le décret précise la procédure de fixation du prix de l'ARENH en cas de refus de la proposition initiale de la CRE par le Gouvernement.

e) Les dispositions transitoires

32. Au titre des dispositions transitoires, l'article 3 du projet de décret prévoit que « *la Commission de régulation de l'énergie peut, en 2014, adresser aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie une proposition pour l'année en cours et une proposition pour l'année qui suit* ».
33. Cette possibilité de modification tarifaire pour l'année 2014 n'est pas opportune. En effet, les fournisseurs alternatifs ont déjà élaboré des offres de marché sur la base d'un prix ARENH de 42 €/MWh pour l'année 2014. La modification de ce prix en cours d'année serait contraire à l'objectif de prévisibilité qui doit s'imposer en la matière. Aucune justification tirée de l'urgence ne permet de justifier une telle modification.

B. SUR LA MÉTHODE DE CALCUL DU PRIX DE L'ARENH

34. La présentation d'une méthode de calcul de l'ARENH est l'apport le plus innovant du projet de décret, même si le rapport Champsaur avait permis de dégager les grandes lignes d'une telle méthode et de fixer provisoirement ce prix à 42 €/MWh pour le démarrage du dispositif instauré par la loi NOME.
35. Pour apprécier les choix du projet de décret, il convient de revenir sur le caractère transitoire du dispositif ARENH qui découle de sa nature très particulière. L'Autorité avait déjà relevé ces particularités dans ses avis précédents, l'avis n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010 sur le projet de loi NOME et l'avis n° [11-A-06](#) du 15 mars 2011 sur le projet de décret relatif au dispositif ARENH, et formulé des recommandations dont certaines sont toujours valables.

1. LA NATURE ET LES OBJECTIFS DE L'ARENH

36. L'ARENH est un dispositif très spécifique mis en place par la loi afin de remédier à une situation de marché qui ne pouvait être améliorée par le seul droit de la concurrence.

37. Tout d'abord, l'obligation de donner aux fournisseurs concurrents un accès à l'électricité nucléaire d'EDF ne se fonde pas sur la théorie des facilités essentielles puisque le dispositif ARENH *« ne consiste pas, sur le modèle des télécommunications ou du transport ferroviaire, à organiser l'accès à une infrastructure qui serait essentielle à l'exercice de la concurrence »* (avis [10-A-08](#) précité, point 39).
38. Cette analyse, toujours valable, est confirmée par les situations très variables observées sur les différents marchés nationaux, dont certains ont une part marginale voire nulle de production d'électricité nucléaire et dont d'autres connaissent des politiques publiques de sortie du nucléaire ou de réduction de la part du nucléaire, ce qui est le cas de la France.
39. Toutefois, il ne s'agit pas non plus de la simple création d'un marché de gros particulier comme pouvaient l'être les dispositifs de centrale virtuelle imposés à EDF dans le cadre d'opérations de concentrations. Comme l'a rappelé l'Autorité dans son avis du 15 mars 2011 précité *« le dispositif ARENH n'est assurément pas un dispositif de marché »* (avis [11-A-06](#), point 101) puisqu'il fonctionne avec un prix administré et un droit de tirage plafonné.
40. Surtout, à la différence d'un marché de gros, le dispositif ARENH intègre une clause finaliste qui ne laisse pas aux acheteurs la libre utilisation des quantités achetées et les conduit à servir en priorité le marché français. L'article L. 336-1 du code de l'énergie prévoit, en effet, que l'accès au nucléaire historique peut être imposé à EDF à condition que ce dispositif continue de faire *« bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français »*.
41. Le complément de prix imposé aux acheteurs qui voudraient revendre leurs quantités sur un marché de gros *« joue un rôle de garde-fou en dissuadant les effets d'opportunité pour un fournisseur, qui profiterait du prix hors marché de l'électricité régulée pour la revendre au prix de marché sur le marché de gros ou à l'exportation, et encaisserait la marge correspondante.»* (avis n° [10-A-08](#) précité, point 165). Cette clause de destination de l'électricité achetée, qui revient notamment à limiter l'intérêt des exportations pour les fournisseurs alternatifs, est dérogoratoire aux règles de fonctionnement du grand marché européen qui interdisent de limiter les échanges entre États membres. Elle montre combien le dispositif ARENH est spécifique à la situation du marché français.
42. Pour toutes ces raisons, l'Autorité avait considéré, en 2010, que le dispositif ARENH *« s'analyse comme une aide au démarrage de l'activité des fournisseurs alternatifs pour leur permettre à terme de concurrencer EDF avec succès. Les restrictions importantes apportées au fonctionnement normal d'un marché concurrentiel n'ont (...) de sens que si une amélioration véritable de la situation de la concurrence sur le marché de l'électricité est obtenue au terme de la période de régulation de 15 ans »*. (avis n° [10-A-08](#) précité, point 57).

2. LE CARACTÈRE TRANSITOIRE DE L'ARENH

43. La durée du dispositif, près de 15 ans, ne doit pas conduire à en minimiser le caractère transitoire. En effet, cette durée, qui doit permettre l'adaptation du parc de production des concurrents d'EDF, ne paraît pas excessive au regard du temps nécessaire aux investissements importants qu'impose cette activité économique très capitalistique. Dès lors que le caractère transitoire de l'ARENH est inscrit dans la loi, il est essentiel de préparer son extinction. Dans son avis de 2010, l'Autorité insistait sur ce point en indiquant qu'il était important *« que la période de régulation intègre dans son déroulement une sortie progressive du mécanisme administré d'approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d'approvisionnement d'un marché normal. L'objectif est d'obliger les fournisseurs à se*

préparer à l'échéance du 31 décembre 2025, à laquelle ils ne pourront plus se procurer de l'électricité à des conditions de prix et de volumes hors marché. À défaut, une pression forte existerait de la part de fournisseurs pour obtenir une reconduction ou une prolongation du dispositif (...), au terme de la période régulée. » (avis n° [10-A-08](#) précité, points 58 et s.).

44. Dans ce but, l'Autorité avait recommandé d'inscrire dans la loi « *une diminution progressive du plafond fixé pour le volume maximal d'électricité régulée, qui serait échelonnée sur la période de 15 ans* ». L'article L. 336-2 du code de l'énergie, issu de la loi NOME, indique que : « *Ce volume global maximal, qui demeure strictement proportionné aux objectifs poursuivis, ne peut excéder 100 térawatt heures par an.* ».
45. Cette rédaction ne reprend pas la recommandation de l'Autorité mais permet néanmoins une diminution du plafond d'ARENH par voie réglementaire puisqu'il est également prévu que le « *volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé est déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals* ».
46. Les textes réglementaires postérieurs au vote de la loi n'ont toutefois pas fait usage de cette possibilité alors qu'un tiers de la période transitoire est déjà écoulé. Le projet de décret ne donne aucun signe d'une volonté d'organiser une diminution progressive du plafond de l'ARENH qui serait pourtant possible sans difficulté puisque la quantité maximale offerte de 100 TWh n'est actuellement utilisée qu'à environ 70 %.
47. Ces points sont décisifs, car selon que l'ARENH est considéré comme un dispositif transitoire dont il faut préparer l'extinction ou comme un dispositif plus pérenne qui doit, le cas échéant, se poursuivre après 2015, l'appréciation portée sur les choix méthodologiques du projet de décret change complètement.

3. LES CHOIX MÉTHODOLOGIQUES DU PROJET DE DÉCRET

48. La méthode retenue pour le calcul du tarif doit répondre aux exigences des articles L. 336-1 et L. 337-14 du code de l'énergie qui prévoient que le prix de l'ARENH reflète les conditions économiques de production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF.
49. Ceci est notamment nécessaire pour donner toute sa cohérence à l'article L. 337-6 du code de l'énergie, qui fait du prix de l'ARENH une des composantes des tarifs réglementés de vente (ci-après TRV) construits selon la méthode dite de l'empilement des coûts (avis n° [14-A-14](#) du 26 septembre 2014). Toute surévaluation du prix de l'ARENH conduirait mécaniquement à une hausse du niveau des TRV supportés, *in fine*, par les consommateurs.
50. La méthode de calcul des TRV exclut par construction tout risque de ciseau tarifaire entre les offres de marchés des alternatifs et les TRV puisque le prix de l'ARENH, quel que soit son niveau, est intégré dans l'empilement des coûts.
51. De la même manière, les dispositions du code de l'énergie qui imposent le principe d'équivalence rappelé au point 5 ci-dessus sont conçues pour limiter également le risque de ciseau tarifaire entre les offres de marchés des alternatifs et les offres de marchés d'EDF, l'ARENH étant réputé refléter les coûts d'approvisionnement d'EDF par cession interne du nucléaire historique.
52. Ces dispositions relatives au principe d'équivalence ne sont néanmoins pas prescriptives pour l'élaboration des offres de marchés d'EDF. Elles ne permettent donc pas d'exclure tout risque

de ciseau tarifaire, notamment dans l'hypothèse où l'empilement des coûts d'EDF pour la constitution de ses offres de marchés, qui n'est pas nécessairement le même que l'empilement des coûts pour les TRV, ne permettrait pas de vérifier que le niveau de l'ARENH y est effectivement reflété. Cette difficulté du test de ciseau pourrait apparaître, par exemple, si le prix de l'ARENH était sensiblement surévalué, ce qui permettrait à EDF de couvrir ses coûts avec un prix de cession interne inférieur au niveau de l'ARENH.

53. Toutefois, même si le risque de ciseau résultant d'une surévaluation du prix de l'ARENH était éliminé pour les offres de marché, une mauvaise évaluation de ce prix ne serait pas pour autant neutre du point de vue de la concurrence. En effet, une surévaluation du prix de l'ARENH créerait un risque de subventions croisées entre l'activité nucléaire et les autres activités d'EDF, ce qui aurait notamment des conséquences sur les conditions de concurrence sur le segment du complément de fourniture. Inversement, une sous-évaluation du prix de l'ARENH dissuaderait les opérateurs alternatifs d'investir dans des moyens de production nouveaux et accentuerait leur dépendance à un dispositif réputé être transitoire.
54. Il n'est donc pas souhaitable que la méthode de calcul du prix de l'ARENH s'écarte de manière excessive ou injustifiée des principes comptables, rendant plus difficile le contrôle du niveau tarifaire. Or, en l'état du projet de décret, un tel écart existe pour deux des trois composantes des coûts prévisionnels, celle liée à la rémunération des capitaux et aux charges de long terme et celle liée aux investissements courants de maintenance et de prolongation.
55. Les déclarations des représentants du gouvernement lors de la séance ont permis de vérifier que ces écarts par rapport aux principes comptables étaient totalement assumés et qu'ils avaient pour but de mettre EDF en situation de financer, à l'horizon 2025, les investissements massifs de renouvellement du parc de production nucléaire. Ce choix est fait dans l'attente des décisions que l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sera amenée à prendre sur la prolongation d'activité du parc nucléaire et alors que le calendrier réel de ce renouvellement n'est pas encore connu. Cependant, pour les besoins du projet de décret, la date de fin de vie des centrales a été fixée par convention en 2025.
56. Si le présent avis n'a pas pour objet de se prononcer sur la légitimité d'une telle approche, il faut relever qu'elle conduit à demander au prix de l'ARENH de concilier plusieurs objectifs cumulatifs : couvrir les coûts d'EDF, ne pas créer de ciseau tarifaire, ne pas perturber le segment non nucléaire du marché, ne pas créer une situation de dépendance permanente des alternatifs et, désormais, permettre à EDF d'accumuler des réserves financières pour investir dans des capacités de renouvellement du parc de production.
57. Ce dernier objectif doit en outre être atteint dans un calendrier précontraint, fin 2025, ce qui implique que les consommateurs, à travers l'insertion de l'ARENH dans le calcul des TRV ou sa prise en compte dans les tarifs libres au titre du principe d'équivalence, ont vocation à financer, « à marche forcée » avant 2025, les investissements futurs d'EDF. S'il ne fait aucun doute qu'EDF aura à jouer un rôle prééminent dans le renouvellement du parc de production, puisque ce sont ses moyens de production nucléaire qui sont susceptibles d'être arrêtés, le financement anticipé de ce renouvellement par le seul canal de l'ARENH semble être une solution trop rigide.
58. Elle n'apparaît d'ailleurs pas pleinement cohérente avec l'article L. 336-8 du code de l'énergie qui prévoit, au contraire, une approche progressive de l'impact de l'arrêt éventuel des centrales, en demandant, qu'à partir d'une évaluation périodique du dispositif ARENH, le gouvernement propose « *sur la base de la programmation pluriannuelle des investissements, qui peut fixer les objectifs en termes de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et d'échéancier de renouvellement du parc nucléaire, la prise en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals des coûts de*

développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire. » (soulignements ajoutés).

59. Le choix de cumuler sur le seul dispositif ARENH le règlement de ces différents problèmes de financement des investissements, en écartant des solutions plus progressives et adaptables pourtant préconisées par la loi, soulève deux questions principales.
60. La première est d'ordre méthodologique et porte sur la légitimité d'une fixation des composantes du prix de l'ARENH pour atteindre un objectif de financement d'investissements postérieurs à la fin du dispositif ARENH lui-même. En effet, une fois le dispositif arrêté en 2025 comme le prévoit la loi, le décret fixant le mode de calcul du prix de l'ARENH ici discuté devient sans objet et le mode de calcul des TRV devient caduc. Le décret tente donc de régler, avant 2025, un sujet qui est appelé à perdurer après cette échéance dans un contexte législatif et réglementaire encore incertain et nécessairement très différent de celui actuellement en vigueur, ce qui a des conséquences sur le prix payé par les consommateurs sur le marché de détail et par les opérateurs alternatifs sur le marché de gros.
61. La seconde concerne l'équilibre à moyen terme du marché et la place que la loi NOME entend faire jouer aux opérateurs alternatifs, tant du point de la fourniture d'électricité que de celui de la production et le risque de mettre en place un mécanisme dont l'effet principal sera de reconduire l'avantage actuel d'EDF en termes de parc de production.
62. Ces deux questions conduisent ainsi à s'interroger sur la nécessité de « sanctuariser » de manière aussi rigide l'échéance de 2025 et sur la réalité du caractère transitoire de l'ARENH.

4. LA RÉMUNÉRATION DES CAPITAUX ET LES CHARGES DE LONG TERME

63. Les problèmes évoqués ci-dessus apparaissent d'abord sur cette première composante, compte tenu de la règle des 15/40^{èmes} retenue par le gouvernement et la sanctuarisation de fait de l'échéance de 2025. En effet, la composante liée à la rémunération des capitaux et aux charges de long terme est construite comme une annuité fixe en euros constants qui doit permettre l'amortissement et la rémunération de la base d'actifs régulés jusqu'en 2025.
64. Le raisonnement qui soutient ce calcul consiste à considérer que l'amortissement d'un parc nucléaire notionnel mis en route conventionnellement en 1985, qui aura 40 ans au 31 décembre 2025 et qui sera arrêté à cette date, est équivalent à l'amortissement d'un parc de réacteurs réels dont la mise en route s'est échelonnée sur plusieurs années, dont la durée effective de fonctionnement pourrait être supérieure à 40 ans et qui, en toute hypothèse, ne seront arrêtés que progressivement et bien au-delà de 2025 pour un grand nombre d'entre eux.
65. La méthode retenue, qui simplifie considérablement le calcul du prix de l'ARENH, conduit donc à ignorer l'ancienneté réelle des centrales nucléaires, alors que 24 réacteurs sur 58, soit plus de 40 %, n'auront pas atteint la limite d'âge de 40 ans au 31 décembre 2025. Ce choix conduit à achever l'amortissement total du parc nucléaire historique sur les dix prochaines années alors que, d'un point de vue comptable, les amortissements pour au moins 24 réacteurs, et probablement plus, n'apparaîtront qu'ultérieurement dans les comptes de la société.
66. Une solution alternative aurait été de ne prendre en compte que la partie des amortissements qui apparaît effectivement dans les comptes d'EDF pendant la durée du dispositif ARENH, en raisonnant réacteur par réacteur et non sur la base de l'actif équivalent tel qu'il est défini actuellement dans le projet de décret. Cette méthode aurait également l'avantage de permettre

des ajustements plus fins du calcul du prix en fonction des décisions de l'ASN sur la prolongation de la durée de vie de chaque réacteur.

67. De même, le décret devrait prévoir la révision du dénominateur des quotes-parts relatives aux charges de démantèlement des installations nucléaires, telles que définies à l'article L. 594-1 du code de l'environnement, en cas de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires décrites dans l'article L. 336-2 du code de l'énergie.

5. LA COMPOSANTE LIÉE AUX INVESTISSEMENTS DE MAINTENANCE ET DE PROLONGATION

68. L'écart de méthode avec les principes comptables concerne également la composante des investissements annuels. Le projet de décret prévoit que cette composante *« est évaluée chaque année (N-1) pour l'année suivante (N), comme la somme des dépenses d'investissements mentionnées au 3° de l'article L. 337-14 du code de l'énergie affectées aux centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2 du code de l'énergie qu'Électricité de France prévoit de réaliser au cours de l'année (N) »*.
69. Le 3° de l'article L. 337-14 du code de l'énergie auquel l'article 3 du projet de décret fait référence vise les *« coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation »*. Dans la rédaction actuelle du projet de décret, la prise en compte de ces investissements se fait intégralement dès le moment de la dépense et *« au fil de l'eau »*, ce qui revient à traiter des charges d'investissements comme des charges d'exploitation, contrairement à une approche comptable classique qui passe les amortissements annuels au compte de résultat.
70. Les consommateurs finals, à travers le prix de l'ARENH, qu'ils soient clients aux TRV ou aux offres de marché, supporteront les investissements réalisés par EDF dans le cadre du grand carénage comme s'il s'agissait de charges d'exploitation, y compris les investissements amortissables sur une période plus longue et destinés à obtenir l'extension d'exploitation des centrales nucléaires qui généreront, par définition, des recettes commerciales après l'arrêt du dispositif ARENH.
71. À ce stade, le décret ne donne aucune indication sur la méthode comptable qui sera utilisée pour passer dans les comptes ces investissements. La position de l'administration est que le choix de les traiter comme des dépenses courantes pour les seuls besoins d'un calcul tarifaire n'aura pas de conséquences comptables et que ces investissements seront normalement immobilisés à l'actif du bilan de la société et amortis annuellement. Or, comme cela a été rappelé plus haut, après 2025, l'ARENH disparaît et toute la méthodologie actuelle de calcul tarifaire aussi. Les travaux de maintenance et de prolongation des centrales passés en immobilisations conduiront donc EDF à inscrire des amortissements dans ses comptes après 2025, charges qu'il faudra couvrir par les tarifs.
72. Cela soulève un risque, à tout le moins pour les consommateurs finals bénéficiant du TRV, d'un double paiement d'une partie de ces investissements, dans un premier temps à travers la composante qui les comptabilisera en totalité comme des charges de fonctionnement pendant la durée du dispositif ARENH, puis à l'issue du dispositif à travers les amortissements comptables lorsque ceux-ci apparaîtront dans le compte de résultat d'EDF.

6. IL FAUT RÉAFFIRMER LE CARACTÈRE TRANSITOIRE DE L'ARENH

73. L'article L. 336-8 du code de l'énergie prévoit que l'évaluation quinquennale du dispositif ARENH par la CRE et l'Autorité de la concurrence doit permettre d'évaluer « *son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité (.../...) et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité.* ». Cette rédaction montre que le législateur n'a pas conçu l'ARENH comme un dispositif figé.
74. Le même article prévoit que, fort de ces évaluations, le Gouvernement peut, notamment, proposer « *a) des modalités de fin du dispositif assurant une transition progressive pour les fournisseurs d'électricité(.../...); c) des modalités permettant d'associer les acteurs intéressés, en particulier les fournisseurs d'électricité et les consommateurs électro-intensifs, aux investissements de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires* » (L.336-8, soulignements ajoutés).
75. La loi ne demande donc pas de caler tous les dispositifs de provisionnement des charges futures et de couverture des coûts sur l'échéance du 2025 au prix de l'abandon d'un certain nombre de principes comptables simples. En revanche, elle demande d'anticiper la sortie du dispositif en adaptant dès à présent les choix de régulation, notamment sur les volumes et les tarifs, sans attendre l'échéance de 2025 ni considérer que cette date constituera une limite ultime pour cette adaptation. Le but de cette anticipation est de pouvoir ménager une transition progressive du marché pour faire émerger un équilibre concurrentiel moins centré sur les capacités de production d'EDF. Ce nouvel équilibre concurrentiel demande, selon le législateur, « *d'associer les acteurs intéressés* » aux investissements nucléaires et non de les cantonner au dispositif ARENH que l'on voudrait en réalité prolonger.
76. De ce point de vue et pour s'en tenir au projet de décret objet du présent avis, la conception de l'ARENH portée par le gouvernement n'est pas totalement cohérente en ce qui concerne la perspective temporelle. Le calcul du prix prend en compte des considérations sur les investissements de renouvellement postérieurs à 2025 alors que tout le texte est focalisé sur cette date, au titre de la disparition de l'ARENH mais sans prévoir de dispositif permettant d'anticiper cette disparition comme le demande la loi. Il conviendrait donc d'affirmer plus clairement un choix entre deux options.
77. La première consiste à donner la priorité au provisionnement rapide des dépenses d'investissement futures d'EDF en réaffirmant l'échéance de 2025 indépendamment des décisions de l'ASN sur la prolongation des centrales historiques. Dans ce scénario, qui semble être privilégié par le Gouvernement, l'ARENH est utilisé comme un outil de financement d'EDF. Son prix devient avant tout un enjeu interne entre l'entreprise, l'État actionnaire et les consommateurs qui subiront l'augmentation des prix. Cet enjeu interne aura néanmoins des effets sur le marché libre et sur la situation des concurrents d'EDF, tant que l'ARENH sera la source principale de leur approvisionnement en électricité de base.
78. Ce scénario ne se comprend que dans une perspective où l'ARENH est effectivement transitoire et limité à 2025. Il est alors nécessaire de respecter la lettre et l'esprit de la loi NOME et de rapidement découpler le sort du reste du marché des évolutions de cet instrument à finalité interne. La baisse progressive du plafond d'ARENH avant 2025 répond à cet objectif de découplage et devient impérative pour permettre au gouvernement de donner un signal clair sur le caractère transitoire du dispositif ARENH.
79. La seconde option consiste à envisager dès à présent et publiquement une prolongation de l'ARENH, qui serait permise par l'allongement de la durée de vie des réacteurs eux-mêmes.

Cela revient à faire le choix d'une évolution limitée du parc de production français à l'horizon 2025, voire au-delà, en considérant que le rôle subsidiaire des fournisseurs alternatifs d'électricité ou des consommateurs électro-intensifs dans les investissements de prolongation ou de renouvellement du parc de production est, en réalité, une donnée durable du marché.

80. Dans ce scénario, il n'est plus nécessaire le recourir, pour les besoins du décret tarifaire, à une base d'actifs régulés théorique regroupant toutes les centrales dans un pool unique d'une durée de vie limitée à quarante années, s'achevant en 2025. Le décret devrait alors être modifié pour inclure des périodes d'amortissement plus réalistes qui se caleront sur les décisions de l'ASN permettant la prolongation de l'activité du parc nucléaire.
81. S'il n'appartient pas à l'Autorité de trancher entre ces deux options, elle doit clairement indiquer sa préférence. À cet égard, elle observe d'abord que seule la confirmation du caractère transitoire de l'ARENH est compatible avec la législation en vigueur et que l'option de prolongation de ce dispositif exigerait de déposer un projet de loi devant le Parlement. Cette clarification législative devrait alors intervenir assez rapidement compte tenu de la visibilité dont ont besoin les industriels du secteur.
82. Consultée sur un tel projet, l'Autorité serait amenée à rappeler ce qu'elle avait déjà exprimé dans son avis de 2010. Elle est opposée à toute prolongation de cette régulation du marché et demande, au contraire, une baisse progressive du plafond de l'ARENH avant 2025. En effet, ce dispositif, totalement dérogatoire par rapport au droit de la concurrence, a deux effets principaux : d'une part, il conduit, à soumettre à une réglementation des prix la quasi-totalité du marché de l'électricité français, soit directement à travers des prix réglementés (ARENH, TURPE, TRV), soit indirectement à travers l'effet directeur qu'ils peuvent avoir sur le segment libre du marché et, d'autre part, il dissuade les opérateurs alternatifs d'investir dans leurs propres moyens de production d'électricité.

C. RAPPEL DES OBSERVATIONS ET DES RECOMMANDATIONS

83. L'Autorité est d'avis que :
 - ♦ Les assouplissements apportés par le décret concernant le complément de prix CP2 et les délais de paiement et d'instruction doivent être approuvés.
 - ♦ La clause de monotonie devrait être adaptée, par exemple par la mise en place de seuils de tolérance, pour permettre aux fournisseurs alternatifs de répondre à la demande nouvelle provoquée par la suppression des tarifs jaunes et verts, fin 2015.
 - ♦ Le décret devrait prévoir une date limite de fixation du prix de l'ARENH par les ministres de l'économie et de l'énergie, pour les cas où ils ne suivraient pas l'avis de la CRE. Il devrait éviter de prévoir une variation du prix de l'ARENH en 2014.
 - ♦ La méthodologie déterminant le prix de l'ARENH proposée par le projet de décret s'écarte des principes comptables classiques. Ceci s'explique par un objectif de financement rapide des investissements futurs d'EDF, sur lequel il n'appartient pas à l'Autorité de se prononcer, mais dont les conséquences sont (i) un empilement d'objectifs assignés au prix de l'ARENH et (ii) un risque de financement anticipé des investissements futurs d'EDF par les consommateurs au détriment d'un rééquilibrage à moyen terme du marché au profit des opérateurs alternatifs.

- ♦ Cette méthodologie dérogatoire ne peut donc être justifiée que par le maintien du caractère transitoire du dispositif ARENH.
- ♦ De manière générale, et comme cela avait déjà été indiqué en 2010, il est important que ce caractère transitoire soit crédible et que la période de régulation intègre une sortie progressive du mécanisme administré, afin de revenir par étapes aux conditions d’approvisionnement d’un marché de gros normal. Le projet de décret pourrait y contribuer en amorçant un mouvement de baisse du volume maximal annuel mis en vente.

Délibéré sur le rapport oral de MM. Mathias Laffont et Nicolas Le Broussois, rapporteurs, et l’intervention de M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint, par M. Thierry Dahan, vice-président, président de séance, Mmes Claire Favre et Elisabeth Flüry-Hérard, vice-présidentes.

La secrétaire de séance,

Caroline Chéron

Le vice-président,

Thierry Dahan

© Autorité de la concurrence