

Rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

L'Autorité de la concurrence,

Vu la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité et notamment son article 1^{er} ;

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 à l'électricité nucléaire historique ;

Vu les avis de l'Autorité de la concurrence n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, n° [11-A-06](#) du 15 mars 2011 relatif à un projet de décret fixant les modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique, n° [12-A-09](#) du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, n° [14-A-14](#) du 26 septembre 2014 concernant un projet de décret modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité et 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 ;

Vu les autres pièces du dossier ;

La rapporteure, le rapporteur général adjoint entendus lors de la séance du 25 novembre 2015 ;

Est d'avis de répondre dans le sens des observations qui suivent :

Sommaire

I. Le cadre juridique.....	4
II. Les avis précédents de l’Autorité sur le dispositif ARENH.....	5
III. Rapport quinquennal de l’Autorité sur le dispositif ARENH..	6
A. IMPACT DE L’ARENH SUR LE SECTEUR DE L’ÉLECTRICITÉ.....	6
1. IMPACT SUR LES MARCHÉS DE GROS ET DE DÉTAIL.....	6
a) Sur les marchés de gros	6
b) Sur le marché de détail	7
<i>Concernant les grands et moyens sites industriels</i>	<i>7</i>
<i>Concernant les petits sites non-résidentiels et les clients résidentiels</i>	<i>8</i>
c) Perspectives d’évolution des marchés de gros	8
2. IMPACT SUR LES INVESTISSEMENTS DANS DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION.....	9
a) Investissements dans les installations de production d’électricité de base	9
b) Investissements dans les installations de production d’électricité de semi-pointe et de pointe.....	10
B. L’AVENIR DU DISPOSITIF ET LES POINTS D’AMÉLIORATION EN L’ÉTAT DU DROIT APPLICABLE	12
1. SUR LE DISPOSITIF LUI-MÊME PRÉVU JUSQU’EN 2025	12
a) Le maintien du caractère transitoire de l’ARENH s’impose en l’état du droit.....	12
<i>La logique transitoire de l’ARENH implique une baisse du plafond.....</i>	<i>12</i>
<i>La conjoncture actuelle ne rend pas nécessaire une hausse du plafond</i>	<i>13</i>
b) Sur la modulation du produit unique.....	14
c) Sur les délais de fixation du prix du produit ARENH	14
d) Sur les modalités de souscription et de modification des volumes ARENH	14
e) Sur les coûts à prendre en compte dans le prix du produit ARENH	15
2. SUR LE SYSTÈME FINANCIER ARENH	15
C. SUR LA PERSPECTIVE TEMPORELLE DE L’ARENH ET SES CONSÉQUENCES	16
1. LA NÉCESSITÉ DE CLARIFIER RAPIDEMENT LA PERSPECTIVE TEMPORELLE DE L’ARENH	16
2. DES CHOIX À FAIRE CONCERNANT LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L’ÉLECTRICITÉ DANS LE CAS D’UNE PROLONGATION DE L’ARENH	16
CONCLUSION	18

1. L'article 1^{er} de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi NOME ») a inséré l'article L. 336-8 du code de l'énergie qui dispose que :

« Avant le 31 décembre 2015, puis tous les cinq ans, sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie procèdent à l'évaluation du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. L'évaluation porte sur :

1° La mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

2° Son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité nucléaire historique ;

3° Son impact sur le fonctionnement du marché de gros ;

4° Son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et Électricités de France et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Les ministres proposent, le cas échéant, au regard de cette évaluation :

a) Des modalités de fin du dispositif assurant une transition progressive pour les fournisseurs d'électricité ;

b) Des adaptations du dispositif ;

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 ;

d) Sur la base de la programmation pluriannuelle de l'énergie, 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 ».

Le présent rapport est transmis au gouvernement sur le fondement de ces dispositions.

I. Le cadre juridique

2. Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après « ARENH ») a été instauré par la 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 l'opérateur historique sur le marché aval de la fourniture d'électricité au détail.
4. Les dispositions de la loi NOME relatives au mécanisme 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 du code de l'énergie prévoit que les volumes ARENH sont consentis « *à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires* ».
6. Cette disposition, couramment appelée « principe d'équivalence » est précisée et complétée par l'article L. 337-14 qui prévoit qu'« *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* ».
7. Le prix de l'ARENH est, en vertu de l'article L. 337-13 du code de l'énergie, arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (ci-après « la CRE »).
8. Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 a précisé ces dispositions législatives en fixant des règles d'accès au parc nucléaire historique d'EDF. 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.
9. 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 du 28 avril 2011.
10. L'Autorité a émis un avis le 20 octobre 2014. Le décret modifiant le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 n'a pas été à ce jour adopté.

II. Les avis précédents de l’Autorité sur le dispositif ARENH

11. L’Autorité s’est exprimée à trois reprises sur le mécanisme ARENH. La présentation faite ici sera donc succincte et le lecteur est invité à se reporter aux précédents avis pour une analyse approfondie.
12. Dans un avis de 2010 sur la loi NOME¹, l’Autorité s’est dite favorable à l’instauration du mécanisme ARENH, celui-ci permettant de neutraliser l’avantage historique d’EDF sur l’électricité de base tout en laissant la concurrence s’exercer entre les opérateurs sur les autres composantes de la fourniture d’électricité pour lesquels EDF ne détient pas d’avantages comparatifs inégalables (électricité de pointe et services associés à la vente).
13. L’Autorité a toutefois rappelé que ce dispositif conduit à s’écarter des conditions normales de fonctionnement de marché. Elle a préconisé que les règles de calcul du prix ARENH soient clairement définies et que le caractère transitoire de ce mécanisme soit inscrit dans les textes.
14. En 2011, l’Autorité a réitéré ses recommandations dans l’avis portant sur le projet de décret d’application de la loi NOME². Elle a émis par ailleurs un certain nombre de souhaits visant à éviter tout traitement discriminatoire qui conduirait à avantager certaines catégories de clients, incitant les fournisseurs à se placer sur certains segments de marchés.
15. En 2014, enfin, l’Autorité a été saisie d’une demande d’avis sur un décret relatif à une nouvelle méthode de calcul du prix du produit ARENH³. Elle a émis des réserves sur la manière dont les coûts des opérations nécessaires à l’extension de la durée de l’autorisation d’exploitation pourraient être immédiatement répercutés dans le calcul de ce prix. Les travaux effectués sur ses centrales nucléaires permettront, en effet, à l’opérateur historique de prolonger leur durée de fonctionnement et donc de recevoir des recettes commerciales au-delà de la fin théorique du dispositif prévue en 2025.
16. Ce faisant, l’Autorité a rappelé le caractère nécessairement transitoire de l’ARENH et l’importance d’une sortie progressive du mécanisme administré d’approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d’approvisionnement d’un marché de gros normal et d’inciter les opérateurs alternatifs à investir dans leurs propres moyens de production d’électricité de base. Elle a en tout état de cause invité le gouvernement à donner le plus rapidement possible des signaux clairs sur sa volonté de prolonger ou non le dispositif ARENH au-delà de 2025.

¹ Avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l’électricité.

² Avis n° 11-A-06 du 15 mars 2011 relatif à un projet de décret fixant les modalités d’accès à l’électricité nucléaire historique.

³ Avis n° 14-A-16 du 26 septembre 2014 concernant un projet de décret modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l’électricité.

III. Rapport quinquennal de l'Autorité sur le dispositif ARENH

17. Conformément aux exigences de l'article 1^{er} de la loi NOME (transposées à l'article L. 336-8 du code de l'énergie), le rapport de l'Autorité dresse un constat de la mise en œuvre du dispositif ARENH, et notamment son impact sur le marché de gros, le marché de détail et les investissements dans les installations de production électrique.

A. IMPACT DE L'ARENH SUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

18. Le dispositif ARENH a été mis en place dans un contexte de réorganisation et d'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité. Cet outil ARENH concourait notamment à la réalisation de deux objectifs : stimuler la concurrence sur le marché aval de fourniture d'électricité, d'une part, et envoyer un signal en faveur de l'investissement dans les installations de production électrique, d'autre part.
19. Après cinq années de mise en œuvre du mécanisme, force est de constater que ces deux objectifs n'ont été que partiellement atteints, l'ARENH, qui certes n'a pas eu d'effet négatif et a eu parfois une influence positive, n'étant pas un outil suffisant pour ce faire.

1. IMPACT SUR LES MARCHÉS DE GROS ET DE DÉTAIL

a) Sur les marchés de gros

20. Comme l'a rappelé l'Autorité⁴ dans sa pratique décisionnelle, le prix de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité à court terme reflète le coût de l'unité de production marginale, c'est-à-dire la dernière centrale de production électrique utilisée pour satisfaire la demande à un moment donné. Or, les centrales nucléaires, qui jouissent d'un coût marginal significativement inférieur à celui des techniques de production concurrentes⁵, sont rarement les dernières installations appelées pour satisfaire la demande à court terme. Dès lors, les fournisseurs alternatifs ne se trouvaient pas en position de concurrencer efficacement l'opérateur historique sur le marché aval.
21. Le dispositif ARENH a donc été globalement bénéfique car il a permis aux fournisseurs alternatifs d'accéder à de l'électricité de base à « *des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires* »⁶. La mise en place de ce dispositif était d'autant plus nécessaire que le marché de la production était dominé par l'opérateur historique qui contrôlait en 2010 la filière de production nucléaire ainsi que 77 % des capacités hydrauliques⁷.

⁴ Décision n° 07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France, paragraphe 86 ; Avis n° 10-A-08 précité, paragraphes 5 et 6.

⁵ Avec toutefois l'exception des concessions hydrauliques présentant un profil « au fil de l'eau ».

⁶ Article L. 336-1 du code de l'énergie.

⁷ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 18.

22. En mai 2015, la CRE recensait 36 fournisseurs disposant d'un accord-cadre avec EDF⁸. Le dispositif ARENH a été sollicité par les acteurs du marché de manière relativement constante jusqu'à la mi-2014, les prix sur le marché de gros se trouvant être la majorité du temps et jusqu'à une période récente supérieurs au prix d'achat fixé par le gouvernement. L'année 2015 a été marquée par un effondrement du recours à l'ARENH avec une perspective d'absence totale d'utilisation pour le dernier trimestre :

	2011		2012		2013		2014		2015		
	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1**	S1**	S2***	
ARENH à destination des grands consommateurs (en TWh)	26,2	25,1	25,4	27,5	25,9	24,9	22,5	5,5	4,5	1,2	
ARENH à destination des petits consommateurs (en TWh)	4,7	5,1	5,2	5,4	5,5	6,0	6,1	5,1	2,7	0,01	
ARENH à destination des pertes (en TWh)	-	-	-	-	-	5,9	6	5,1	5,1	2,8	
Total	30,9	30,2	30,6	32,9	31,4	36,8	34,6	15,7	12,3	4,0	

Comme le dispose l'article L 336-2 du code de l'énergie, cette quantité ne peut excéder 100TWh sur une année, hors volumes dédiés à la fourniture des pertes des gestionnaires de réseaux.

⁸au sens du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

^{**}les volumes d'ARENH devant être livrés ont évolué au cours du semestre en raison de la résiliation de l'accord-cadre de 4 fournisseurs.

^{***}ce chiffre pourrait évoluer d'ici la fin du mois de juin 2015 en cas de non constitution, par un fournisseur demandeur d'ARENH, de sa garantie.

Source : CRE

b) Sur le marché de détail

23. Les conditions de la concurrence à l'aval ont été améliorées. En effet, en permettant aux fournisseurs de bénéficier d'une électricité de base (*via* les volumes ARENH) à un prix reflétant les coûts d'EDF pour la production de ce type d'énergie et de ne s'approvisionner sur le marché que pour leurs besoins résiduels, les fournisseurs alternatifs ont pu construire une offre commerciale de fourniture d'électricité proche de celle susceptible d'être proposée par l'opérateur historique.

Concernant les grands et moyens sites industriels

24. Le dispositif ARENH a permis de consolider l'ouverture concurrentielle engagée par le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (ci-après « TaRTAM »).
25. À titre de rappel, le TaRTAM permettait aux non-résidentiels ayant exercé leur éligibilité de solliciter auprès du fournisseur de leur choix un tarif administré qui, bien que calculé en fonction des TRV et majoré selon la puissance souscrite, demeurait inférieur au prix de marché alors pratiqué. Le 1^{er} juillet 2011, le TaRTAM a disparu au bénéfice du système ARENH qui dans un premier temps a vu son prix fixé à 40 euros du MWh, dans un souci de cohérence avec le prix du TaRTAM.
26. Cette évolution, conjuguée aux engagements pris par EDF devant la Commission européenne en 2010 et visant à supprimer les barrières érigées par ses contrats de long terme⁹, a permis une nette ouverture de ce segment de marché. Ainsi, au 30 juin 2015, la CRE a constaté que 64 % de la consommation des grands clients industriels était satisfaite par des offres de marché, dont 31 % auprès d'un fournisseur alternatif¹⁰.

⁸ <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-l-electricite>

⁹ Décision de la Commission européenne du 11 août 2010 n° COMP/39.386 – contrats long terme France.

¹⁰ CRE, « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel », 2^{ème} trimestre 2015, p. 8.

Concernant les petits sites non-résidentiels et les clients résidentiels

27. L'impact de l'ARENH comme facteur d'ouverture à la concurrence devrait prochainement être visible. En effet, sur ces segments, en particulier celui des résidentiels, l'on pouvait observer un phénomène de fort attachement aux TRV, lié notamment à la faible connaissance de la part des consommateurs de l'ouverture du marché¹¹. Cette situation perdurait malgré l'entrée en vigueur du dispositif ARENH, le nombre de clients résidentiels aux TRV passant de 28 626 000 sites au 30 juin 2011 à 28 232 000 sites au 30 juin 2015¹².
28. L'insertion en août 2015 de l'article L. 337-6 du code de l'énergie venant modifier la méthodologie de construction des TRV devrait ainsi stimuler la concurrence sur ces segments. Cet article, initialement prévu par la loi NOME, dispose en effet que « *les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture* ». Cette méthode par empilement des coûts devrait accroître la contestabilité des TRV en rapprochant leur niveau de prix de celui que pourrait proposer un opérateur alternatif¹³.

c) Perspectives d'évolution des marchés de gros

29. Le prix sur le marché de gros est actuellement inférieur à celui de l'ARENH (de l'ordre de moins de 39 euros du MWh¹⁴ contre 42 euros pour l'ARENH), avec une visibilité sur la fourniture pour les trois prochaines années¹⁵. La CRE explique ce prix bas par l'injection massive et continue d'électricité produite par les installations d'énergie renouvelable ainsi que la baisse du prix des matières premières¹⁶.
30. Il n'est toutefois pas possible de savoir si cette tendance se maintiendra, compte tenu de l'incertitude sur l'évolution future du marché et de deux aléas réglementaires :
 - le mécanisme de capacité, censé entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2017 et dont le prix n'est toujours pas connu¹⁷ et
 - la possible refonte de la méthodologie de calcul du produit ARENH : le projet de décret venant modifier le décret de 2011 et sur lequel l'Autorité s'est prononcée en juillet dernier est actuellement examiné par la Commission européenne qui souhaite s'assurer que la méthode retenue respecte les règles européennes de concurrence.

¹¹ CRE, « Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel », 2014-2015, p. 11 et 12.

¹² CRE, « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel », 2^{ème} trimestre 2011, p. 6 et « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel », 2^{ème} trimestre 2015, p. 6.

¹³ L'Autorité s'est déjà prononcée sur ce point dans le cadre de son avis n° 14-A-14 précité.

¹⁴ CRE, « Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂ », 2^{ème} trimestre 2015, p. 5.

¹⁵ Source: European Energy Exchange (EEX), French Physical Futures.

¹⁶ CRE, « Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel », 2014-2015, p. 23 et 52.

¹⁷ Le mécanisme fait actuellement l'objet d'une enquête approfondie sous l'angle des aides d'état depuis le 13 novembre 2015 : http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6077_fr.htm.

2. IMPACT SUR LES INVESTISSEMENTS DANS DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

31. Il ressort des constats faits sur le marché de gros que l'ARENH n'a pas exercé d'influence dans le domaine de l'investissement productif.

a) Investissements dans les installations de production d'électricité de base

32. Le parc de référence actuel de production français raccordé au réseau de distribution¹⁸ d'une puissance de 104,4 GW est majoritairement détenu par trois acteurs : EDF (91 %), ENGIE (5,4 %) et E.ON (5,1 %)¹⁹. Cette situation s'explique avant tout par les difficultés rencontrées par les opérateurs alternatifs pour accéder aux installations de base.
33. Tout d'abord, les contraintes juridiques, financières et industrielles attachées à la construction et à l'exploitation des centrales nucléaires empêchent les fournisseurs alternatifs de jouir en propre d'une électricité présentant le coût marginal de production le plus faible des unités de production existantes à ce jour. Si des projets de co-investissement dans le nucléaire sont en théorie possibles, ils sont dans les faits très rares²⁰.
34. Pourtant, une hypothèse de co-investissement dans le parc nucléaire historique était prévue par la loi NOME²¹ et soutenue dans le rapport de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les tarifs de l'électricité de mars 2015²². Il est donc étonnant qu'aucun projet n'ait abouti à ce jour, alors même qu'il existe des candidats bénéficiant d'une expérience solide dans ce domaine²³.
35. Ensuite, concernant les concessions hydroélectriques, il faut rappeler que seuls les sites de production de type « au fil de l'eau » peuvent fournir de l'électricité en base, la plus utile pour exercer une concurrence sur le marché aval sans avoir à se fournir sur le marché de gros, alors que les barrages de retenues d'eau sont des instruments de couverture de la pointe soumis, en outre, à des restrictions d'usage importantes (loisirs, environnement, agriculture, aléa des précipitations). Les concessions utiles en base sont majoritairement détenues par EDF et dans une moindre mesure par ENGIE, et le nouveau cadre légal pourrait conduire à une prolongation de la situation actuelle.
36. En effet, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit en son article 116 (insérant l'article L. 521-16-3 du code de l'énergie) que les concessions hydroélectriques pourront être prolongées pour travaux à la double condition que (i) ces travaux ne soient pas prévus dans le contrat initial et (ii) permettent d'atteindre les objectifs très généraux fixés à l'article 1^{er} (respect de l'environnement, efficacité énergétique, solidarité sociale, innovation, compétitivité).

¹⁸ Schématiquement, le parc de référence de production français se compose des unités de production de puissance supérieure à 20 MW (nucléaire, hydraulique, gaz, fioul et charbon) pour lesquelles les informations de comptage horaire sont accessibles en J+1 pour J.

¹⁹ CRE, « Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel », 2013-2014, p. 53.

²⁰ Source : document de référence d'EDF de 2012, p.48.

²¹ Article 1^{er} de loi NOME.

²² Assemblée nationale, Rapport n° 2618 du 5 mars 2015, au nom de la commission d'enquête sur les tarifs de l'électricité, M. Hervé GAYMARD.

²³ Il peut être cité à titre d'exemple ENGIE qui est exploitant de sept réacteurs en Belgique.

37. L'adoption de telles dispositions semble quelque peu contradictoire avec la volonté affichée d'accentuer l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité. Cet avis semble partagé par la Commission européenne qui a, en octobre 2015, envoyé une mise en demeure à la France sur la question du renouvellement des concessions hydroélectriques²⁴.

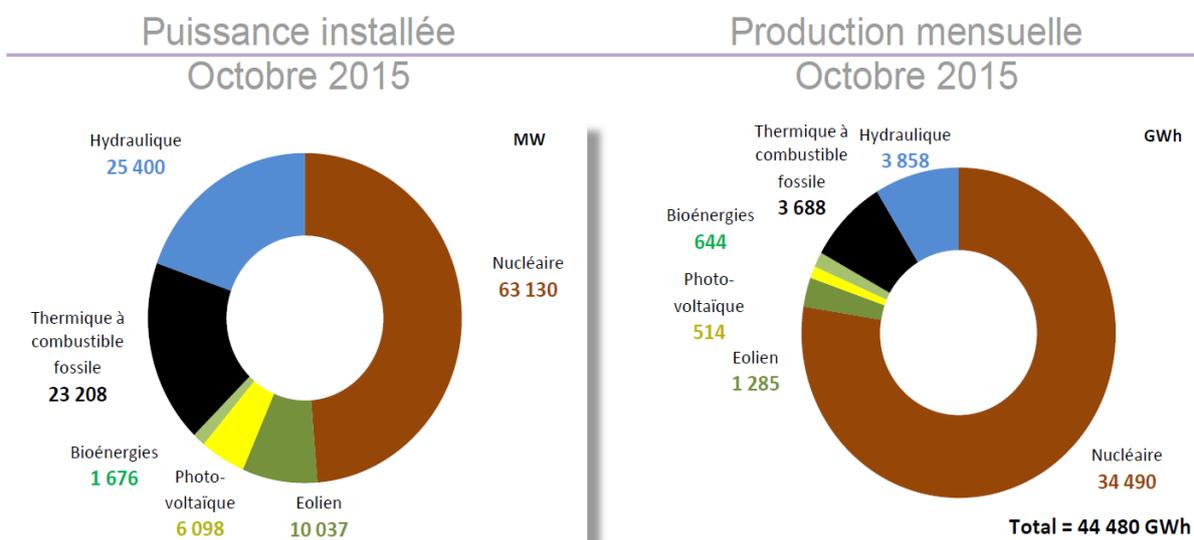
b) Investissements dans les installations de production d'électricité de semi-pointe et de pointe

38. Les barrières décrites aux paragraphes 32 à 37 ont conduit les opérateurs alternatifs désireux de s'intégrer verticalement à investir dans des installations de production de pointe et de semi-base (centrale à cycle combiné gaz), ou dans les énergies renouvelables pour des raisons étrangères à l'ARENH.

39. En effet, il ressort des différentes contributions reçues que les décisions d'investissement dans ces unités de production sont influencées par la possibilité d'obtenir des financements de la part du gouvernement. De tels investissements, notamment dans les énergies renouvelables, sont donc dépendants de l'évolution du cadre réglementaire en la matière. L'expérience vécue par les producteurs d'énergie photovoltaïque lors de l'adoption du moratoire de décembre 2010 est limpide en ce sens²⁵.

40. L'absence d'incitation pour les fournisseurs alternatifs à investir dans des unités de production peut également s'expliquer par les conditions de fonctionnement du parc électrique français qui conduisent à un décalage assez fort entre le mix énergétique installé et le mix énergétique utilisé.

41. À titre d'exemple, on peut observer le bilan de l'utilisation des installations de production disponibles dressé par RTE pour le mois d'octobre 2015 :



Source : RTE, « Aperçu mensuel sur l'énergie d'octobre 2015 »

²⁴ <http://www.actu-environnement.com/ae/news/concessions-hydroelectriques-mise-demeure-france-commission-europeenne-25585.php4>.

²⁵ Décision n° 13-D-04 du 14 février 2013 relative à une demande de mesures conservatoires concernant des pratiques mises en œuvre par le groupe EDF dans le secteur de l'électricité photovoltaïque.

42. Même si une projection en année pleine pourrait conduire à quelques ajustements des pourcentages sur le second diagramme, l'essentiel apparaît clairement. Il ressort de cette comparaison que le parc nucléaire, bien que constituant un peu moins de 50 % de la puissance installée²⁶, représente 77,5 % de la production d'électricité à cette période. *A contrario*, l'hydraulique et les moyens thermiques représentent respectivement 19,6 % et 17,9 % de la base installée et ne sont pourtant sollicités qu'à hauteur de 8,7 % et 8,3 %.
43. Les unités de production hors nucléaire étant appelées par le gestionnaire de réseaux de manière ponctuelle, il n'apparaît donc pas nécessairement rentable pour les opérateurs alternatifs d'investir dans de telles infrastructures, surtout si le marché est en surcapacité et que celle-ci apparaît durable.
44. Il s'ensuit qu'à la disparition programmée de l'ARENH en 2025, l'opérateur historique conservera un avantage certain, puisque même les opérateurs alternatifs ayant opté pour une intégration verticale ne pourront concurrencer EDF que sur les composantes de prix de pointe et semi-pointe et resteront dépendants des arbitrages d'EDF sur le marché de gros pour la composante d'électricité de base. Ce désavantage dans le marché de production est reconnu par EDF qui relève que *« le niveau de prix de l'ARENH, même avec des perspectives d'évolution à la hausse, ne peut donner de signal d'investissement dans le neuf étant donné que le parc nucléaire existant est plus compétitif que n'importe quel moyen neuf de production en base »*²⁷.
45. À cet égard, l'Autorité ne peut que regretter que la loi sur la transition énergétique adoptée le 25 août 2015 ne tranche pas la question de l'accès aux installations électriques de base²⁸. En effet, si l'article 1^{er} de cette loi se prononce en faveur d'une réorganisation du mix énergétique français tout en favorisant l'émergence d'une économie compétitive²⁹, il n'apporte aucune précision quant aux modalités permettant d'atteindre ces objectifs.
46. À titre d'exemple, l'Autorité s'interroge sur la manière dont le gouvernement appréhende l'objectif de réduction de la part de l'électricité d'origine nucléaire dans le contexte du dispositif ARENH. En effet, l'article 1^{er}, III, 5° de la loi vise à *« réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 »*. Compte tenu des autres contraintes environnementales que la France doit respecter, cette baisse de la part du nucléaire devrait être compensée par une hausse de la part des énergies renouvelables non productrices de carbone, qui sont généralement intermittentes et, pour cette raison, ne peuvent à elles seules constituer un parc de production de la base. Dans le même temps, le dispositif ARENH prévoit la mise à disposition d'un volume maximum de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire, soit environ un quart de la production de nucléaire actuelle. Le projet de loi n'explicite pas l'articulation entre ces différentes contraintes qui apparaissent pourtant indissociables.
47. Il serait utile que la programmation pluriannuelle qui doit intervenir par décret apporte des clarifications sur la hiérarchisation et la mise en œuvre des différents objectifs énergétiques prévus dans la loi.

²⁶ Le nucléaire représente 68 130 MW soit 48,73 %.

²⁷ Contribution d'EDF du 15 septembre 2015 à la consultation ARENH, p. 6.

²⁸ La question avait déjà été soulevée par l'Autorité dans son avis n° 10-A-08 précité, paragraphes 206 à 211.

²⁹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

B. L'AVENIR DU DISPOSITIF ET LES POINTS D'AMÉLIORATION EN L'ÉTAT DU DROIT APPLICABLE

48. Les analyses et propositions développées ci-après sont faites sur la base du cadre légal en vigueur³⁰. À titre de rappel, le mécanisme ARENH actuel est mis en place à titre transitoire jusqu'au 31 décembre 2025 et consiste à vendre des volumes d'électricité de base à un tarif fixé par le gouvernement et reflétant les conditions économiques d'EDF pour l'utilisation des dites centrales. Les demandes annuelles totales ne peuvent excéder 100 TWh et sont encadrées par des clauses pour prévenir tout abus.

1. SUR LE DISPOSITIF LUI-MÊME PRÉVU JUSQU'EN 2025

a) Le maintien du caractère transitoire de l'ARENH s'impose en l'état du droit

La logique transitoire de l'ARENH implique une baisse du plafond

49. Comme l'a toujours estimé l'Autorité depuis 2010, le dispositif ARENH doit rester un système transitoire – ce que prévoit la loi NOME – s'analysant 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 15 ans* »³¹.
50. Or, il est raisonnable de penser que le dispositif ARENH n'apportera pas d'ici 2025 d'amélioration substantielle par rapport à celles déjà observées au cours des dernières années. En effet, comme indiqué aux paragraphes 23 à 44 ci-dessus, si elle a offert une impulsion aux fournisseurs alternatifs pour offrir sur le marché de détail des offres compétitives, la facilité que constitue l'ARENH ne semble pas être une solution efficace pour modifier la structure du marché amont de la production.
51. Le dispositif ARENH n'a pas permis d'inciter les fournisseurs alternatifs à s'intégrer de l'aval à l'amont. Il semble peu probable que cette situation évolue au cours des dix prochaines années. Corrélativement, les hypothèses d'un investissement significatif dans de nouvelles unités de production d'électricité de semi-base (de type de centrale à cycle combiné gaz) semblent faibles eu égard à la durée de construction de ce type d'installation³² et au manque de visibilité sur la mise en œuvre concrète des politiques énergétiques.
52. Ces hypothèses d'investissement sont d'autant moins crédibles que de grands opérateurs qui avaient beaucoup investi dans ce type de centrales les ont mises sous cocon du fait de leur éviction du marché par les énergies intermittentes désormais prioritaires pour l'accès au réseau même lorsqu'elles sont plus chères.

³⁰ Articles L. 336-1 et suivants et L. 337-13 et suivants du code de l'énergie.

³¹ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 57. Voir également l'avis n° 14-A-16 précité, paragraphes 43 à 47 et 73 à 82.

³² À titre d'exemple, EDF avait annoncé en décembre 2011 la mise en place d'un partenariat avec GE pour la construction d'un cycle combiné gaz sur le site de Bouchain. La date de mise en service était prévue pour 2015. Cette date est à ce jour repoussée à 2016 : <http://energie.edf.com/thermique/carte-des-centrales-thermiques/projet-ccg-bouchain/le-cycle-combine-gaz-de-bouchain-93085.html>

53. L'absence d'investissement dans des installations de production est préjudiciable d'un point de vue concurrentiel car elle a conduit « *la majorité des fournisseurs alternatifs (...) [à se placer] de fait dans une situation de dépendance vis-à-vis du dispositif [ARENH], en contradiction avec l'objectif initial d'autonomisation des nouveaux entrants* »³³.
54. Pour toutes ces raisons, l'Autorité recommande à nouveau, dans la continuité de ses précédents avis, 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* »³⁴. À cet effet, l'Autorité avait dès 2010 recommandé d'inscrire dans la loi les modalités d'une sortie progressive de l'ARENH afin d'inciter les fournisseurs alternatifs à se fournir auprès du marché de gros et ne pas se maintenir dans une situation de dépendance vis-à-vis des volumes ARENH³⁵. Or à ce jour, la loi ne prévoit pas un tel accompagnement et les textes réglementaires qui permettent de moduler à la baisse le plafond n'ont pas été utilisés. L'Autorité recommande donc à nouveau de diminuer sans tarder le plafond ARENH (ou, le cas échéant, les volumes).

La conjoncture actuelle ne rend pas nécessaire une hausse du plafond

55. Malgré les positions prises par certains intervenants du secteur qui soutiennent qu'il est nécessaire d'augmenter le plafond d'ARENH pour faire face à la demande liée à la fin des TRV jaunes et verts, au 1^{er} janvier 2016, et à l'instauration du mécanisme de capacité, au 1^{er} janvier 2017, l'Autorité n'est pas favorable à une telle solution alors que les volumes appelés en 2015 sont très faibles.
56. Il est certes difficile d'anticiper les besoins futurs des alternatifs car il faudrait faire de nombreuses hypothèses, d'une fiabilité toujours discutable, mais on peut rappeler que :
- on ne dispose d'aucune prévision sérieuse sur les quantités supplémentaires d'électricité en base qui seront nécessaires aux alternatifs pour répondre au passage des anciens clients non résidentiels des TRV aux offres de marché ;
 - le plafond de 100 TWh n'a à ce jour jamais été atteint, le maximum sollicité ayant été de 59,5 TWh³⁶ (en 2014) ;
 - à court terme, on doit constater que le prix du produit Calendaire 2016 s'est stabilisé autour de 39 euros du MWh au second trimestre 2015³⁷, à un niveau inférieur à l'ARENH (42 euros du MWh). De même, les prix des produits Calendaires 2017 et 2018, achetés en 2015, se situaient la plupart du temps entre 36 et 40 euros du MWh et, même pendant les pics, à un niveau toujours inférieur ou égal à celui de l'ARENH³⁸.

³³ Rapport annuel de la Cour des comptes de 2015, « L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie », p. 187.

³⁴ Avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 42 et avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 57.

³⁵ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 58.

³⁶ Année 2014 : 36,8 TWh pour le 1^{er} semestre (dont 5,9 TWh pour les pertes) et 34,6 TWh pour le 2^{ème} semestre (dont 6 TWh pour les pertes). Pour information, pour l'année 2015 la situation était la suivante (à la suite de la résiliation de l'accord cadres de certains fournisseurs) : 12,3 TWh pour le 1^{er} semestre (dont 5,1 pour les pertes) et 3,8 TWh pour le 2^{ème} semestre (dont 2,8 pour les pertes).

³⁷ CRE, « Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO2 », 2^{ème} trimestre 2015, p. 5.

³⁸ Source: European Energy Exchange (EEX), French Physical Futures.

57. Au-delà des effets conjoncturels, l'instauration d'un plafond avait pour objectif de faire bénéficier les fournisseurs alternatifs de l'électricité nucléaire de base tout en les encourageant à investir dans des moyens de production propres ou à conclure des contrats de gré à gré avec l'opérateur historique. Le constat d'échec ne plaide donc pas en faveur d'une remontée du plafond qui (i) irait à l'encontre des dispositions de la loi NOME, laquelle ne prévoit pas de possibilité d'augmentation mais invite plutôt à la baisse et (ii) constituerait un palliatif de court terme pour les opérateurs alternatifs sans résoudre les problèmes de fond.
58. En l'état de ces constatations et au regard du contexte et du cadre légal applicable, l'Autorité réaffirme donc son opposition à toute augmentation du plafond de l'ARENH.

b) Sur la modulation du produit unique

59. Dans son avis n° 11-A-06, l'Autorité s'était dite favorable à la mise en place d'un produit unique plat afin de ne pas entraîner de spécialisation des fournisseurs alternatifs sur certains segments de marché. L'Autorité avait donc préconisé que le futur produit ARENH s'appuie « sur un critère objectif, transparent et non discriminatoire, afin que ce produit soit le plus neutre possible au regard des consommateurs et de la stratégie commerciale des fournisseurs »³⁹. Le décret n° 2011-466 a suivi ces recommandations.

c) Sur les délais de fixation du prix du produit ARENH

60. Les problèmes de déconnexion des prix par rapport aux composantes basiques rencontrés sur les marchés de gros depuis 2013 sont en partie liés à la publication tardive du prix du produit ARENH. Sur ce point, l'Autorité réaffirme donc ses recommandations de 2014 (préciser les modalités à suivre en cas de refus de la part du gouvernement de la proposition de prix de la CRE)⁴⁰ et espère que ces modifications interviendront sans attendre et que le décret sera publié avant la fin de l'année, le guichet du 1^{er} janvier 2016 représentant une période charnière pour le marché de l'électricité.

d) Sur les modalités de souscription et de modification des volumes ARENH

61. Conformément à l'article 1^{er} du décret n° 2011-466, « l'électricité est cédée par Électricité de France aux fournisseurs d'électricité autorisés sous la forme de produits livrés par périodes d'une durée d'un an, caractérisés par une quantité et un profil. Les périodes de livraison commencent les 1^{er} janvier et 1^{er} juillet ».
62. Le mécanisme de souscription est complété par deux clauses. La première appelée clause de monotonie prévoit que lorsqu'un fournisseur augmente (ou diminue) sa demande d'ARENH entre deux guichets successifs, il ne peut pas la réduire (ou l'augmenter) au guichet suivant. La deuxième, appelée clause de complément de prix, permet, d'une part, de régulariser l'écart constaté par rapport au prix de marché en cas de revente de volumes ARENH sur le marché (« CP1 ») et, d'autre part, d'instaurer une pénalité contractuelle en cas de demande excessive d'un fournisseur (« CP2 »).

³⁹ Avis n° 11-A-06 précité, paragraphe 42 à 52.

⁴⁰ Avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 31.

63. Ce modèle est cohérent avec les raisons ayant motivé la mise en place du dispositif ARENH. Comme souligné dans les avis de 2010 et 2014⁴¹, « *l'obligation de donner aux fournisseurs concurrents un accès à l'électricité nucléaire d'EDF (...) 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* » mais permet de remédier temporairement aux défaillances concurrentielles existant sur ce marché.
64. Une amélioration est néanmoins possible concernant la clause de monotonie, dans un contexte de basculement au 1^{er} janvier 2016 des clients TRV jaunes et verts en offre de marché. Afin que les opérateurs alternatifs animent la concurrence, ils ne doivent pas, pendant cette période sensible, être contraints de manière excessive par la clause de monotonie⁴².

e) Sur les coûts à prendre en compte dans le prix du produit ARENH

65. L'Autorité s'est longuement prononcée sur la méthode de calcul du prix de l'ARENH dans son avis n° 14-A-16 (paragraphe 34 à 82). Le contexte actuel n'ayant pas évolué depuis ce dernier avis (le décret n'a pas été à ce jour adopté), l'Autorité n'a pas de recommandations particulières à émettre en sus de celles déjà préconisées.

2. SUR LE SYSTÈME FINANCIER ARENH

66. Dans sa consultation publique du 31 juillet 2015, la CRE a évoqué la possibilité de remplacer le mécanisme ARENH actuel par un système financier consistant en un mécanisme dans lequel, en amont de la période de livraison, les fournisseurs effectueraient une demande à EDF d'un niveau d'ARENH, puis s'approvisionneraient pour l'ensemble de leurs besoins sur le marché de gros. EDF compenserait les fournisseurs mois par mois durant la période de livraison par rapport à une référence de prix, une régularisation finale étant effectuée *ex post* une fois les consommations reconstituées⁴³.
67. De prime abord, l'instauration d'un dispositif financier pourrait améliorer la liquidité des marchés de gros et permettre aux fournisseurs alternatifs de réaliser des arbitrages à un rythme infra-annuel et donc de proposer des offres plus adaptées au profil de consommation de leurs clients. Il permettrait aussi de supprimer certaines contraintes du système actuel (notamment les garanties bancaires), rapprochant ainsi les opérateurs du marché des conditions économiques supportées par EDF.
68. Néanmoins, ce nouveau mécanisme présente des difficultés certaines auxquelles il conviendrait de fournir une réponse adéquate. Notamment, la nouvelle référence de prix devrait être la plus neutre possible pour l'ensemble des parties, c'est-à-dire ne pas être sous-évaluée afin d'assurer une contrepartie juste et réelle aux opérateurs alternatifs et ne pas être surévaluée pour éviter toute surcompensation par EDF. De même, les délais de paiement devraient être strictement encadrés, car à l'inverse du système actuel, les fournisseurs alternatifs seraient tenus d'acheter sur le marché de gros leurs volumes ARENH avant d'être mensuellement remboursés par l'opérateur historique.

⁴¹ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 39 et avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 37.

⁴² Avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 28.

⁴³ Consultation publique de la CRE sur le dispositif ARENH, 31 juillet 2015, p. 6 et 7.

69. En l'état, l'Autorité s'interroge sur la pertinence de mettre en place un nouveau mécanisme auquel les acteurs du marché sont réfractaires par principe car ils ne souhaitent pas quitter un dispositif qu'ils commencent à appréhender pour un nouveau système, dont les contours, encore imprécis, ne permettent pas de garantir une mise en œuvre rapide.

C. SUR LA PERSPECTIVE TEMPORELLE DE L'ARENH ET SES CONSÉQUENCES

1. LA NÉCESSITÉ DE CLARIFIER RAPIDEMENT LA PERSPECTIVE TEMPORELLE DE L'ARENH

70. Dans le cadre de son avis n° 14-A-16, l'Autorité avait souligné que la méthodologie de calcul du prix ARENH retenue laissait subsister un doute quant à la volonté du gouvernement de prolonger ou non le dispositif après 2025. En l'absence de prise de position depuis cette date, l'Autorité souhaite rappeler que son analyse concurrentielle est fonction de l'évolution de l'environnement juridique et, qu'en l'état, seule la confirmation du caractère transitoire de l'ARENH est compatible avec la législation en vigueur.
71. L'option de prolongation de ce dispositif exigerait de déposer rapidement un projet de loi devant le Parlement compte tenu de la visibilité dont ont besoin les industriels du secteur. Il est donc nécessaire que le gouvernement annonce de manière claire et aussi rapidement que possible s'il souhaite ou non prolonger le mécanisme au-delà de 2025, eu égard à l'impact immédiat qu'aurait ce choix sur le marché. Une prolongation aurait, en effet, dès à présent des conséquences sur:
- le calcul du prix de l'ARENH puisque le projet de décret venant modifier le décret n° 2011-466 prévoit que les composantes du tarif sont notamment définies au regard de la durée du dispositif ; sa prolongation au-delà de 2025 impliquerait donc que les coûts soient représentatifs de la nouvelle durée du mécanisme ;
 - le prix des TRV bleus : conformément à l'article L. 336-7 du code de l'énergie, la structure des TRV intègre désormais la composante ARENH ; une modification de la méthodologie de calcul du produit ARENH aurait par conséquent un impact direct sur le montant des TRV bleus et la contestabilité de ce segment de marché.

2. DES CHOIX À FAIRE CONCERNANT LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LE CAS D'UNE PROLONGATION DE L'ARENH

72. Dans son avis n° 14-A-16 précité, l'Autorité avait rappelé qu'elle était opposée à toute prolongation de fait de cette régulation du marché, dès lors que ce dispositif conçu pour être transitoire est totalement dérogoire au droit de la concurrence. La question se poserait sous un jour nouveau si le législateur devait faire le choix d'une prolongation de la régulation du marché après 2025, par un aménagement du mécanisme ARENH ou la mise en place d'un autre mécanisme.
73. À cet égard, la pérennisation d'un dispositif nécessiterait de s'interroger sur l'opportunité d'en changer les modalités, certaines pouvant être cohérentes dans un mécanisme transitoire de l'ARENH mais inadaptées à un dispositif maintenu au-delà de 2025. Par exemple, l'Autorité avait indiqué dans son avis n° 14-A-16 précité que la priorité donnée par le gouvernement 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, ne se comprenait que dans une perspective où l'ARENH est effectivement transitoire et limité à 2025.

74. La pérennisation du dispositif devrait également amener à s'interroger sur la logique même du dispositif et le type de concurrence que l'on attend sur le marché de l'électricité en France. L'ARENH était initialement conçu comme une étape ménageant une période de régulation du marché de 15 ans permettant le passage progressif vers une situation dans laquelle les opérateurs alternatifs auraient des capacités de production les mettant en position de concurrencer EDF dès l'amont du marché.
75. Or, si le dispositif ARENH, ou une autre forme de régulation du marché, est pérennisé au-delà de 2025, certains des principes ayant présidé à sa conception devraient être revus. Prolonger l'ARENH au-delà de 2025 reviendrait notamment à considérer qu'une concurrence efficace n'est pas possible à court et moyen terme sur l'amont du marché de l'électricité, en ce qui concerne la production en base.
76. Le gouvernement devrait alors en tirer les conséquences et s'assurer que la concurrence peut s'exercer de manière saine à l'aval, en isolant la question du nucléaire ou en la rendant neutre pour le marché.
77. Dans cette optique, l'éventualité d'une forme de financiarisation du dispositif pourrait être réexaminée, les réticences des acteurs liées à la difficulté d'intégrer un nouveau mécanisme perdant de leur pertinence si le mécanisme venait à s'inscrire sur le long terme.
78. Une autre solution serait de séparer, au moins de manière comptable et financière, l'activité de production d'électricité nucléaire de celle de sa commercialisation et d'ouvrir l'accès à cette source d'énergie à tous les opérateurs qui en feraient la demande, y compris EDF, sur des bases objectives et non discriminatoires. Se poserait alors un problème de financement des investissements de production nucléaire analogue à celui du financement des réseaux de transport et de distribution.

CONCLUSION

79. L'Autorité considère que le bilan intermédiaire de la mise en œuvre du dispositif ARENH appelle trois observations ou recommandations principales :
- il convient de préciser rapidement la manière dont les pouvoirs publics entendent concilier les objectifs énergétiques et environnementaux fixés par la loi transition énergétique de 2015 afin d'offrir une meilleure visibilité aux opérateurs du secteur ;
 - dans ce cadre, si le caractère transitoire de l'ARENH est réaffirmé, la loi restant inchangée sur ce point, il devient impératif que des mesures soient prises afin d'assurer une sortie progressive de ce dispositif ;
 - enfin, dans l'hypothèse contraire, une réflexion devrait être menée sur la possibilité de faciliter l'accès aux unités de production d'électricité de base, majoritairement d'origine nucléaire, de manière pérenne car seul le partage réel du bénéfice de ces installations permettrait une concurrence effective à l'aval.
80. Sur ce dernier point, l'Autorité est consciente du fait, qu'au fur et à mesure de l'écoulement de la période de validité de l'ARENH, le risque de pérennisation de ce mécanisme augmente et elle invite le gouvernement à adopter rapidement une position claire quant au maintien ou non de ce dispositif, éventuellement amendé, au-delà de 2025.

Délibéré sur le rapport oral de Mme Marie-Aimée Veinberg-Trouvet et l'intervention de M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint, par M. Thierry Dahan, vice-président, président de séance, Mmes Élisabeth Flüry-Hérard et Claire Favre vice-présidentes.

La secrétaire de séance,
Béatrice Déry-Rosot

Le vice-président,
Thierry Dahan