

**Avis 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**

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la demande d'avis en date du 16 mars 2012 du gouvernement, enregistrée sous le numéro 12/0015 A ;

Vu le livre IV du code de commerce relatif à la liberté des prix et de la concurrence ;

Vu le code de l'énergie ;

Vu le Traité sur le Fonctionnement de l'Union Européenne (TFUE) ;

Le rapporteur, le rapporteur général adjoint, le commissaire du gouvernement et le représentant du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (direction générale de l'énergie et du climat) entendus lors de la séance du 4 avril 2012 ;

Les représentants de la société EDF, de l'Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG) et de la société RTE 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 :

1. Par courrier du 16 mars 2012, enregistré sous le numéro 12/0015 A, le gouvernement a transmis à l'Autorité de la concurrence une demande d'avis concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.

I. Constatations

A. LES DISPOSITIONS LÉGALES

2. L'article L.335-1 du code de l'énergie dispose que « *chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité* ».
3. L'article L.335-2 du même code précise le moyen utilisé pour atteindre cet objectif : « *chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».
4. L'article L.335-6 du même code prévoit qu'un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'application de ce mécanisme d'obligation de capacité.
5. Ce décret crée un cadre de régulation, définit les responsabilités et les rôles des différents intervenants et fixe les principes de calcul du montant de l'obligation des fournisseurs et des garanties de capacité attribuées à chaque moyen de production ou effacement de consommation.
6. Les règles et paramètres précis intervenant dans ces calculs seront proposés par le gestionnaire de réseau de transport (RTE) et approuvés par le ministre de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

B. LE PROJET DE DÉCRET

7. Le mécanisme de capacité repose sur deux piliers :
 - la signature obligatoire, par les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation, d'un contrat de certification avec RTE, les engageant sur un certain niveau de disponibilité et leur attribuant, en fonction de ce niveau, un montant de garanties de capacité (des certificats échangeables et cessibles). Une pénalité financière contractuelle est prévue en cas de non respect des engagements ;
 - l'obligation pour chaque fournisseur de détenir, chaque année, des garanties de capacité calculées en fonction de la consommation de ses clients et d'un taux de marge. Les fournisseurs acquièrent des garanties de capacité pour satisfaire leur

obligation. Ils font l'objet d'une sanction administrative, prononcée par la CRE, en cas de manquement à leur obligation.

8. L'obligation de capacité crée une « demande » de garanties de capacité du côté des fournisseurs. La certification des capacités de production et d'effacement crée une « offre » de garanties de capacité. Cette offre et cette demande constituent un marché. Ce marché traite de la puissance et est indépendant du marché de gros de l'électricité, qui traite de l'énergie. Les garanties de capacité correspondent à une puissance disponible garantie, qu'il y ait ou non production effective.
9. Le projet de décret mentionne :
 - la nature des obligations pesant sur les exploitants de capacités ;
 - la nature des obligations pesant sur les fournisseurs ;
 - l'organisation du marché des certificats et sa surveillance ;
 - l'instauration d'un dispositif de bouclage ;
 - la mise en place d'un appel d'offres à projet transitoire.

1. NATURE DES OBLIGATIONS PESANT SUR LES EXPLOITANTS DE CAPACITÉS

10. Le dispositif vise à anticiper les difficultés d'équilibre production/ consommation d'électricité sur le territoire national pour une année N, en ouvrant une période d'a priori 4 ans antérieure à N pour la constitution des certificats représentatifs des capacités de production ou d'effacement correspondant à la consommation prévisionnelle pour cette année N.
11. Les exploitants de capacités doivent obligatoirement demander la certification pour l'ensemble de leurs capacités (exprimées en MW).
12. Pour ce qui est des nouvelles capacités, celles-ci devront être certifiées à compter d'un stade d'avancement du projet (stade à fixer par les textes mettant en œuvre le futur décret).
13. Les capacités destinées à être fermées devront quant à elles être effectivement fermées avant la date limite de certification. Cette fermeture devra être notifiée par l'exploitant à RTE.
14. Un contrat de certification est établi entre RTE et l'exploitant. Ce contrat comprend notamment la puissance de garanties de capacités attribuées, l'engagement de disponibilité durant la période de pointe, les modalités de contrôle et de test de la disponibilité, les modalités de règlement des écarts.
15. Le suivi des engagements des exploitants s'effectue via la création d'un responsable du périmètre certification. C'est cette entité qui est redevable des éventuelles pénalités. Ainsi, après la période de livraison, RTE calcule les écarts, pour chaque responsable du périmètre certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités. Un règlement des écarts est payé par les responsables de périmètre de certification.
16. Le projet de décret prévoit par ailleurs qu'en cas de faible tension entre offre et demande, le règlement des écarts pourra être adapté. Ainsi, dans le cas d'un exploitant en écart négatif par exemple, il pourrait simplement lui être imposé de rembourser la valeur de la garantie de capacité qu'il a obtenue en trop au vu de sa disponibilité réelle.

17. Par ailleurs, il est mentionné que les offreurs de capacité auront la possibilité de se rééquilibrer. En effet, il est possible au cours du temps (durant les quatre années précédant l'année de livraison) que la disponibilité prévisionnelle des capacités évolue et diffère de la quantité de certificats en circulation. Le rééquilibrage consiste en la signature d'un nouveau contrat de certification remplaçant et annulant le contrat en vigueur et impliquant une modification du montant des garanties de capacité délivré à l'exploitant de cette capacité.
18. Le rééquilibrage pourra prendre deux formes :
 - soit à la hausse (si la disponibilité anticipée est supérieure à celle sur laquelle l'exploitant s'est engagé). Dans ce cas, un nouveau contrat de certification est signé et un montant additionnel de garanties de capacité est délivré à l'exploitant ;
 - soit à la baisse (dans le cas contraire). Dans ce cas, le responsable de périmètre de certification détient ou se procure des certificats de capacité, pour un montant équivalent au défaut. Ces certificats sont détruits (ils « sortent » du marché).
19. Il est à noter que la demande de rééquilibrage sera encadrée par la CRE qui fixe une limite au volume de rééquilibrage.
20. Afin d'inciter les acteurs à s'engager sur la meilleure prévision possible, le projet de décret prévoit enfin que le règlement des écarts sera augmenté d'un premium en cas de rééquilibrage.

2. NATURE DES OBLIGATIONS PESANT SUR LES FOURNISSEURS

21. Le projet de décret mentionne que les fournisseurs d'électricité doivent, pour chaque année de livraison, disposer d'un montant de garanties de capacité. Ce montant est calculé en fonction de deux paramètres principaux : la consommation de référence relative au portefeuille de clients du fournisseur et un taux de marge de sécurité.
22. La consommation de référence représente la contribution de chaque client du fournisseur au risque de défaillance sur l'année de livraison. Elle est basée sur la consommation de ce portefeuille durant une période de consommation de pointe, calculée à une température extrême de référence et corrigée des effacements de consommation certifiés et activés par les clients du fournisseur sur l'année de livraison.
23. A cette consommation de référence s'applique un taux de marge unique qui traduit l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Le taux de marge unique devrait consister en un pourcentage appliqué à la consommation de référence de chaque fournisseur. Ce taux de marge sera le même pour l'ensemble des fournisseurs. Cet élément du dispositif ne sera pas précisé dans le projet de décret mais dans les règles ultérieures, alors même que c'est un élément essentiel du dispositif.
24. La méthodologie de calcul de l'obligation est déterminée suffisamment en avance (4 ans avant l'année de livraison).
25. Les fournisseurs bénéficiant de volumes acquis dans le cadre de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) auront également droit à un certain nombre de garanties de capacité. La méthode de calcul du montant de garanties de capacité inclus dans l'ARENH est définie par arrêté sur proposition de la CRE.

26. A posteriori, suite à l'année de livraison, RTE calcule les consommations de référence de chaque fournisseur et notifie les obligations de capacité à chaque fournisseur.
27. Les fournisseurs en excès ont l'obligation de faire une offre publique de vente des capacités en excès.
28. RTE notifie enfin les écarts de chaque fournisseur à la CRE.
29. Comme le prévoit le code de l'énergie, une sanction administrative pécuniaire est prononcée par la CRE en cas d'écart négatif.

3. ORGANISATION DU MARCHÉ DE CAPACITÉ ET MODALITÉS DE SA SURVEILLANCE

30. Il est prévu que RTE gère deux registres pour chaque année N de livraison : un premier registre répertoriant les capacités certifiées et un second registre répertoriant les garanties de capacités (certificats).
31. Le premier registre liste les capacités certifiées avec leurs caractéristiques, la puissance certifiée, la disponibilité prévisionnelle (actualisée en temps réel). Les exploitants ont l'obligation de communiquer à RTE toute information relative à l'évolution de la disponibilité prévisionnelle de leurs capacités.
32. Un second registre liste les garanties de capacité détenues par les fournisseurs et comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, de transaction ou de destruction de garanties de capacité.
33. Concernant la surveillance du marché, il est prévu que toute transaction et offre de transaction de garantie de capacité fassent l'objet d'un reporting à la CRE. Celle-ci aura accès au registre des garanties de capacité et pourra surveiller les manipulations de marché et délits d'initiés. Elle pourra également publier un certain nombre de statistiques sur les prix et volumes échangés.

4. EXISTENCE D'UN DISPOSITIF DE BOUCLAGE

34. Le projet de décret prévoit qu'en cas de risque exceptionnel de déséquilibre entre l'offre et la demande identifié, le ministre de l'énergie pourra déclencher un dispositif de bouclage afin de sécuriser de nouvelles capacités suffisamment en avance.
35. Ce mécanisme de bouclage consiste en un appel à projets qui doit permettre de répondre à cette situation de risque exceptionnel (il ne portera pas sur l'ensemble du besoin).
36. Le coût global du mécanisme de bouclage sera réparti sur les fournisseurs au prorata de leur obligation de capacité dans la mesure où les fournisseurs sont mutuellement responsables du paiement de ce dispositif de bouclage.
37. Un examen de l'efficacité du dispositif est conduit par RTE et la CRE au bout de cinq ans. Le mécanisme est reconduit s'il y a lieu.

5. APPEL À PROJETS TRANSITOIRE

38. Un appel à projets, mené par la CRE, sera lancé par le ministre en charge de l'énergie dès la mi-2012 afin d'assurer que les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2015-2016 seront réalisés. Les exploitants des capacités retenues signent un contrat avec RTE et ces capacités font l'objet d'un engagement de disponibilité sur l'hiver 2015-2016.
39. Les fournisseurs sont collectivement responsables du paiement de cet appel à projets, sur la base d'une clé de répartition calculée en fonction de la contribution de leurs clients respectifs au risque de défaillance sur l'hiver 2015-2016.
40. Un arrêté fixera les modalités pratiques de cet appel à projets transitoire.

II. Analyse concurrentielle

41. A titre liminaire, il doit être souligné que l'Autorité a disposé de très peu de temps pour instruire la demande d'avis et que les acteurs qu'elle a rencontrés au cours de l'instruction n'avaient pas non plus eu le temps nécessaire pour analyser les implications du texte en termes d'enjeux concurrentiels. L'instruction de la demande d'avis n'a donc pas pu se dérouler dans des conditions satisfaisantes.
42. Cette situation est d'autant plus regrettable que le projet de décret met en place un dispositif qui va affecter l'équilibre économique du marché français de l'électricité et pourrait rendre plus difficile l'activité des fournisseurs alternatifs sur ce marché.
43. L'absence d'étude d'impact accompagnant le projet de décret doit également être relevée. Cette étude aurait permis d'évaluer les effets de la mise en place du dispositif et de mesurer son coût tant pour les fournisseurs qui devront en supporter la gestion que pour les consommateurs d'électricité. Son absence est également préjudiciable à l'analyse concurrentielle.
44. L'examen du projet de décret portera sur les enjeux concurrentiels suivants :
 - l'instauration d'un mécanisme de capacité comme possible facteur d'exclusion des fournisseurs alternatifs. Il sera notamment analysé si les mesures de régulation proposées sont efficaces pour l'atteinte des objectifs fixés ;
 - la nécessité d'une surveillance du marché des certificats de capacité du fait de la position dominante d'EDF ;
 - les risques de rétention de capacité induits par l'introduction d'un dispositif de bouclage ;
 - la prise en compte des importations d'électricité dans le cadre du mécanisme de capacité ;
 - la préservation de l'égalité de traitement entre les différents opérateurs ;
 - l'incorporation du prix de la capacité dans les tarifs réglementés de vente ;
 - le financement de l'appel à projets transitoire.

A. L'AUTORITÉ EST RÉSERVÉE QUANT À LA NÉCESSITÉ D'INSTAURER UN MÉCANISME DE CAPACITÉ QUI POURRAIT ÊTRE FACTEUR D'EXCLUSION POUR LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS

45. Le mécanisme de capacité, tel qu'il est présenté dans le projet de décret, est source de complexité pour les fournisseurs alternatifs que ce soit dans la compréhension de son fonctionnement, dans sa mise en œuvre future et dans les bénéfices que les consommateurs d'électricité pourraient en retirer.
46. Ce mécanisme vient s'inscrire dans un cadre de fonctionnement du marché de l'électricité déjà très réglementé et dans lequel l'ouverture à la concurrence peine à se concrétiser.
47. L'Autorité est donc conduite à s'interroger sur l'efficacité d'un tel mécanisme de capacité et sur les mesures alternatives possibles susceptibles d'être moins coûteuses et plus propices au développement de la concurrence.
48. La mise en place du dispositif sera en effet coûteuse pour les consommateurs d'électricité et pour les fournisseurs alternatifs. Lors de l'instruction, la CRE a communiqué un ordre de grandeur de ce coût (à considérer comme tel), en estimant que l'instauration d'un mécanisme de capacité pourrait augmenter la facture d'électricité des consommateurs français de 200 à 500 millions d'euros supplémentaires par an.
49. L'introduction d'un mécanisme de capacité en France aura donc probablement un impact significatif.
50. Le dispositif doit ainsi être apprécié au regard des deux objectifs principaux qui lui sont assignés :
 - inciter à l'investissement dans la production d'électricité ;
 - inciter à la maîtrise de la demande d'électricité lors des périodes de très fortes consommations (« les périodes de pointe »).

1. IL N'EST PAS DÉMONTRÉ QUE L'INSTAURATION D'UN MÉCANISME DE CAPACITÉ SOIT NÉCESSAIRE POUR INCITER LES ACTEURS À INVESTIR DANS DES CAPACITÉS DE PRODUCTION

a) La théorie du « missing money » ne fait pas consensus

51. La plupart des marchés nationaux en Europe sont organisés comme des marchés « Energy Only » suivant la terminologie adoptée par les économistes théoriciens du secteur. En effet, la quasi-totalité de la rémunération des producteurs d'électricité provient de la vente d'électricité sur les marchés.
52. Pour rentabiliser l'investissement dans un nouveau moyen de production, les producteurs doivent intégrer dans leurs prix de vente deux composantes : les coûts variables (qui comprennent les coûts de fonctionnement, le coût d'achat du combustible, le coût des émissions CO₂...) ainsi que les coûts fixes (coûts de construction des centrales, frais financiers...).
53. Il convient de souligner que les centrales fonctionnant lors des heures de pointe, comme les centrales à gaz ou au fioul par exemple, ont des coûts variables élevés.

54. Dans un marché « Energy Only » idéal, les prix augmentent de telle manière qu'ils couvrent a minima les coûts fixes et variables des centrales de pointe. Or, lors des périodes de pointe, l'augmentation des prix est limitée en France par plusieurs facteurs, tenant à un plafonnement des prix sur les bourses de l'électricité (d'après les règles de marché en vigueur, le prix ne peut pas dépasser 3 000 EUR/MWh) ou à l'existence de tarifs réglementés de vente pour les consommateurs finals qui ne sont pas susceptibles d'ajustement à court terme.
55. Selon plusieurs producteurs entendus au cours de l'instruction, cette situation créerait une différence significative, entre d'une part les revenus nécessaires à la rentabilité des installations de pointe, et d'autre part les revenus qui sont réellement obtenus avec la vente de l'électricité, empêchant les exploitants de capacités de pointe de recouvrer pleinement leurs coûts.
56. Cette différence, que les économistes appellent « *missing money* », aurait pour effet une inadéquation entre l'augmentation de la consommation française d'une part et les investissements en nouveaux moyens de production de pointe d'autre part.
57. De plus, l'instauration d'une obligation de capacité reposant sur les fournisseurs est un complément nécessaire à la mise en œuvre du dispositif de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) qui est en place depuis le 1er juillet 2011. L'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF, à un prix fixé par les pouvoirs publics, dans la limite d'un plafond correspondant environ au quart de la production nucléaire d'EDF. Cette mise à disposition d'un volume d'électricité à des conditions de prix hors marché a pour corollaire la mise en place d'incitations à l'investissement pour les fournisseurs alternatifs, ainsi que l'Autorité l'a rappelé dans son avis n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010, relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME).
58. Par rapport à ces arguments justifiant la mise en place d'un mécanisme de capacité pour inciter à l'investissement, il apparaît que le phénomène de « *missing money* » décrit ci-dessus ne fait pas consensus parmi les acteurs du marché.
59. Ainsi, EDF a mentionné que le « *missing money* » était présent sur l'ensemble du parc de production (moyens de base comme moyens de pointe). Certains fournisseurs alternatifs ont mentionné que le « *missing money* » n'était présent que sur les moyens de pointe. Enfin, RTE a indiqué qu'il n'existait pas de « *missing money* » pour les centrales, de base comme de pointe, en France.
60. Selon RTE, il est en effet fait abstraction de la circonstance que la production des centrales utilisées en pointe de consommation peut être valorisée sur les marchés de gros, sur les marchés de détail, sur les marchés étrangers via les interconnexions, ainsi que sur le mécanisme d'ajustement géré par RTE (mécanisme activé en cas de déséquilibre soudain entre offre et demande d'électricité). De même, certaines centrales de pointe reçoivent des rémunérations conséquentes dans le cadre des appels d'offres pour la réserve tertiaire organisés par RTE. Ces appels d'offres permettent à RTE de faire face à une défaillance non prévisible du système électrique.
61. Il ne paraît donc pas établi que l'instauration d'un mécanisme de capacité soit nécessaire pour inciter les fournisseurs (et notamment les fournisseurs alternatifs) à investir dans des capacités de production, qu'elles soient de base ou de pointe.
62. L'absence de véritables précédents à l'étranger qui soient comparables ne permet pas non plus d'apprécier *in concreto* l'argument avancé du « *missing money* ».

63. Certains pays (comme les Pays-Bas) ont décidé de renoncer à ce type de mécanisme en raison de l'extrême complexité de la mise en œuvre et des bénéfices hasardeux. Aux États-Unis (Californie et côte est), les mécanismes de capacité ont été modifiés à de nombreuses reprises sans que leur efficacité n'ait été démontrée.
64. Dans les pays qui ont ouvert leur marché à la concurrence depuis longtemps et pour lesquels il est donc possible d'avoir le recul nécessaire (les pays scandinaves par exemple), l'absence de mécanisme d'obligation de capacité ne semble pas avoir été un frein aux investissements dans des capacités de production.
65. Néanmoins, s'il n'est pas prouvé que l'instauration d'un mécanisme de capacité soit cruciale pour inciter aux investissements, il est clair qu'en France, un certain nombre d'éléments n'incitent pas les fournisseurs alternatifs à investir.
66. Dès lors, il pourrait être pertinent pour le gouvernement d'agir en priorité sur ces éléments, qui sont défavorables à l'investissement dans la production d'électricité et par contrecoup, à la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays.
67. Au moins deux éléments jouent actuellement contre une incitation des fournisseurs alternatifs à investir dans des capacités de production nouvelles : l'accès à une électricité de base à prix compétitif, et le mode de fixation du prix des tarifs réglementés de vente de l'électricité au consommateur final.

b) Le premier de ces éléments est de s'assurer que les fournisseurs alternatifs puissent bénéficier d'une électricité de base compétitive, dans les mêmes conditions qu'EDF

68. Un fournisseur souhaitant développer durablement un portefeuille clients en France doit pouvoir disposer à la fois d'une électricité de base et d'une électricité de pointe compétitive. Or, actuellement, les fournisseurs alternatifs ont un accès insuffisant à l'électricité de base.
69. Les centrales fonctionnant en base en France sont les centrales nucléaires et certaines centrales hydrauliques, auxquelles les fournisseurs alternatifs ont un accès très limité. En effet, les fournisseurs alternatifs détiennent l'équivalent de 8 % des capacités de production nucléaires (EDF exploite la totalité des centrales nucléaires françaises mais les concurrents détiennent des droits de tirage dans certaines d'entre elles sur la base de contrats industriels) et ils exploitent 19 % des capacités hydrauliques.
70. La question se pose pour les fournisseurs alternatifs de l'accès à l'investissement dans la production d'électricité de base. Même en faisant abstraction du coût des investissements, la décision de construire de nouvelles centrales nucléaires ou hydrauliques reste tributaire de choix en ce sens des pouvoirs publics. Enfin, l'éventualité de réunir plusieurs opérateurs pour contribuer au financement de la modernisation des centrales nucléaires existantes n'a guère été explorée.
71. La réponse apportée a consisté en la mise en place avec la loi NOME d'un droit d'accès à un prix régulé pour les fournisseurs alternatifs à une partie de l'électricité nucléaire des centrales actuellement en service de EDF (ou ARENH), sur la base du constat préalable que les coûts de production de l'électricité par ces centrales étaient inégalables pour un opérateur efficace. Ce volume d'électricité à prix régulé est toutefois plafonné à un maximum de 100 TWh (soit environ 20 % de la production totale d'électricité française) pour l'ensemble des fournisseurs alternatifs.

72. Au terme d'une première année d'existence de l'ARENH, cette enveloppe globale apparaît pour le moment suffisante pour répondre aux besoins des fournisseurs alternatifs. Néanmoins, cette ressource s'avère relativement coûteuse (ce qui affecte d'autant la compétitivité de ces fournisseurs) et elle ne place pas les fournisseurs alternatifs dans les mêmes conditions qu'EDF dans la mesure où un fournisseur alternatif souhaitant bénéficier de l'ARENH doit acquitter par exemple des compléments de prix si la quantité d'électricité ARENH demandée ne correspond pas exactement aux besoins de ses clients (voir notamment l'avis de l'Autorité n°[11-A-06](#) du 15 mars 2011 relatif à un projet de décret fixant les modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique).
73. L'accès à une électricité de base compétitive pour les fournisseurs alternatifs apparaît donc actuellement insuffisant, ce qui ne les incite pas à construire des centrales de pointe afin d'envisager une activité pérenne sur le marché français. A titre d'illustration, certains fournisseurs alternatifs sont actuellement en train de réduire leur activité et envisagent un retrait total du marché français, ce qui traduit un constat d'échec de l'ouverture du marché français de l'électricité. Une telle évolution du marché ne peut se faire qu'au détriment des consommateurs.
74. Au vu de ces enjeux, il pourrait être recommandé au gouvernement de faciliter l'accès des fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par les centrales hydrauliques, en profitant de l'opportunité constituée par la remise en jeu de concessions représentant 20 % de la capacité hydraulique française d'ici 2015.
75. L'Autorité préconise ainsi d'introduire un critère relatif au développement de la concurrence dans les cahiers des charges du renouvellement de ces concessions et d'affecter à ce critère une pondération élevée. Elle note sur ce point que le récent appel d'offres pour des installations éoliennes en mer comportait un critère sans relation directe avec la production de l'électricité, tenant au « *déploiement industriel* » et fortement pondéré (critère de choix valant 40 %) : il n'existe aucune raison que le développement de la concurrence ne fasse pas l'objet d'une attention comparable.

c) Le second élément susceptible de créer un obstacle à l'investissement tient aux modalités actuelles de calcul des tarifs réglementés de vente

76. Le montant de ces tarifs a été fixé sans prendre en compte les avis rendus par la CRE sur le sujet. La CRE a souligné que le fait pour ces tarifs de ne pas couvrir la totalité de leurs coûts crée un ciseau tarifaire, avec comme conséquence la création d'effets d'éviction pour les fournisseurs alternatifs, notamment sur le marché des clients résidentiels, des petits professionnels et des PME-PMI.
77. L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit la résolution de cet écart au plus tard à la date du 31 décembre 2015 : « *Dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale* ».
78. Ces nouvelles modalités de fixation des tarifs permettront normalement de faire disparaître le ciseau tarifaire actuel à cette date.

79. Mais, dans l'intervalle, le problème va persister et risque même de s'aggraver avec le démarrage à partir de juillet 2013 du mécanisme des certificats de capacité. Les fournisseurs alternatifs devront en effet commencer à répercuter le coût de ces certificats dans leur prix de vente, alors que la situation pourrait rester inchangée pour les tarifs réglementés jusqu'en 2016.
80. Il est recommandé au gouvernement que la modalité de calcul des tarifs réglementés mentionnée à l'article L. 337-6 du code de l'énergie soit adoptée dès que possible afin que les fournisseurs alternatifs soient en mesure de pouvoir concurrencer efficacement EDF sur le marché de masse, au bénéfice du consommateur final.

2. IL N'EST PAS DÉMONTRÉ QUE L'INSTAURATION D'UN MÉCANISME DE CAPACITÉ SOIT NÉCESSAIRE À LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE LORS DES PÉRIODES DE FORTE CONSOMMATION (LES « PÉRIODES DE POINTE »)

81. Jusqu'à maintenant, le fonctionnement du marché de l'électricité n'a pas conduit à maîtriser la demande d'électricité en période de forte consommation.
82. En effet, il apparaît, comme l'a mentionné le rapport Sido-Poignant d'avril 2010, que la croissance de la pointe de consommation a été beaucoup plus rapide que celle de la consommation moyenne. La pointe française représenterait désormais à elle seule 50 % de la pointe européenne.
83. Cette évolution apparaît potentiellement problématique, en raison des risques induits quant à la continuité d'approvisionnement en électricité dans le cas de forte vague de froid. En séance, une comparaison des situations française et allemande a été apportée : une baisse de la température d'un degré induit un besoin de capacités de production supplémentaires de 2 400 MW en France, contre seulement 800 MW en Allemagne.
84. Cette grande thermo-sensibilité du marché français de l'électricité tient à l'importance de l'utilisation par les ménages français du chauffage électrique, qui est supérieure à la situation existante dans les pays voisins.
85. Selon le gouvernement, l'instauration d'un mécanisme de capacité permettrait de mieux maîtriser la demande d'électricité en période de forte consommation.
86. Le dispositif prévu incitera les fournisseurs à mettre en œuvre des actions de maîtrise de la demande d'énergie auprès de leurs clients, afin de diminuer leurs obligations de capacité. Parallèlement, les effacements de consommation seront valorisables sous forme de certificats qui pourront être vendus à d'autres acteurs.
87. Néanmoins, il est permis de s'interroger sur l'efficacité d'un mécanisme de capacité pour la maîtrise de la demande en pointe et sur l'existence d'autres moyens moins onéreux permettant d'atteindre l'objectif de maîtrise de la demande en période de pointe.
88. Deux types de clients sont à distinguer : les ménages et les clients non résidentiels.

a) La situation des ménages :

89. Il n'est pas certain que l'instauration d'un mécanisme de capacité soit nécessaire pour inciter les ménages français à délaisser le chauffage électrique pour un autre moyen de chauffage (au gaz par exemple).

90. Selon le gestionnaire du réseau de transport de gaz (GRT Gaz), alors que jusqu'en 2010 le chauffage électrique représentait 70 % des solutions de chauffage pour les logements neufs, la tendance s'est depuis inversée : le chauffage au gaz représente désormais plus de 60 % des solutions de chauffage des logements neufs.
91. La mise en place d'un mécanisme de capacité coûteux ne semble donc pas forcément nécessaire. Par ailleurs, pour les logements existants, une politique d'incitation aux travaux d'isolation des logements trouve sa place.

b) Les clients industriels :

92. L'instauration d'un mécanisme de capacité pourrait apporter des incitations à développer l'effacement de consommation des clients industriels.
93. Toutefois, la complexité et le coût présumé de ce mécanisme conduisent à réfléchir à d'autres solutions envisageables pour mobiliser les capacités potentielles d'effacement existant dans l'industrie.
94. A ce titre, la maîtrise de la demande d'électricité des consommateurs industriels en période de pointe peut aussi passer par la mise en place d'un tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) horosaisonnalisé, avec une distinction entre heures pleines et heures creuses.
95. En rendant plus onéreuse la part du transport dans la facture totale d'électricité d'un industriel en période de pointe, une telle tarification inciterait ce consommateur à diminuer sa consommation en pointe pour privilégier les heures creuses moins chères.
96. L'Autorité relève qu'au plan juridique une telle différenciation tarifaire est déjà prévue par le décret 2005-1750 du 30 décembre 2005 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics. Dans son avis [05-A-25](#) préalable à ce décret, le Conseil de la concurrence avait d'ailleurs souligné la pertinence de celle-ci : *« L'intérêt du secteur d'activité conduit, toutefois, à ne pas se priver de cet outil tarifaire, afin d'utiliser avec le plus d'efficacité et aux meilleurs coûts les capacités de production installées et de faire face à la croissance prévisible de la consommation d'électricité, tant au plan national que dans les zones de congestion locales déjà existantes. »*

3. EN CONCLUSION, L'AUTORITÉ EST RÉSERVÉE QUANT À LA NÉCESSITÉ D'UN MÉCANISME DE CAPACITÉ EN FRANCE

97. L'instauration d'un mécanisme de capacité va accroître la complexité du cadre réglementaire français gouvernant l'organisation des marchés de l'électricité, tout en créant des coûts supplémentaires pour les fournisseurs et pour les consommateurs.
98. Il est donc primordial de vérifier que ce mécanisme est nécessaire à l'atteinte des deux objectifs fixés : inciter à investir dans la production d'électricité et inciter à maîtriser la demande d'électricité lors des périodes de forte consommation.
99. Or, l'absence d'étude d'impact associée au projet de décret et les développements précédents ne permettent pas de s'assurer que les objectifs mentionnés ci-dessus sont réalisables.

100. C'est donc à titre subsidiaire que l'Autorité fera un certain nombre de recommandations destinées, en tout état de cause, à améliorer le dispositif proposé, dans le cas où le gouvernement déciderait son maintien.

B. LA POSITION DOMINANTE D'EDF SUR LE MARCHÉ DES CERTIFICATS DE CAPACITÉ REND, EN TOUT ÉTAT DE CAUSE, NÉCESSAIRE QUE L'AUTORITÉ DE LA CONCURRENCE ET LA CRE SOIENT EN MESURE DE DÉTECTER TOUTE PRATIQUE ANTICONCURRENTIELLE SUR CE MARCHÉ

101. En 2011, EDF détiendrait, selon lui, 79,4 % des capacités de production électrique françaises. Ce total recouvre 92 % des capacités nucléaires (EDF exploite la totalité des centrales nucléaires françaises mais les concurrents détiennent des droits de tirage dans certaines d'entre elles sur la base de contrats industriels), 66 % des capacités thermiques à flamme (charbon, fioul et gaz), 81 % des capacités hydrauliques et 32 % des installations d'énergies renouvelables. Même en excluant les certificats de capacité inclus dans les droits à l'ARENH, comme le prévoit la loi NOME, il apparaît qu'EDF détiendra toujours la majorité des certificats de capacité.
102. En parallèle, l'Observatoire des marchés de la CRE évalue en 2011 la part de marché d'EDF et des distributeurs publics locaux à 94 % de la consommation des clients résidentiels et à 78 % de la consommation des sites non résidentiels (la part détenue par EDF étant très largement prépondérante dans ce total). Il en résulte qu'EDF sera, de loin, le premier demandeur de certificats de capacité.
103. EDF sera donc l'opérateur dominant pour l'émission des certificats de capacité, du côté des producteurs, et pour la demande des obligations de garanties de capacité, du côté des fournisseurs.
104. EDF va donc détenir un pouvoir de marché conséquent notamment sur la formation du prix des certificats, ouvrant ainsi un risque potentiel d'influence à la hausse ou à la baisse sur le prix du certificat échangé sur le marché pendant les quatre années qui précèdent l'année d'exercice de la capacité.
105. Ce pouvoir de marché risque en particulier de faire apparaître un ciseau tarifaire sur le marché de la fourniture des clients finals.
106. Du fait de l'importance de son parc de production, EDF pourrait se trouver avec un excès de certificats qu'il pourrait décider de céder à des concurrents à un prix plus élevé que le prix de cession interne entre sa branche production et sa branche commercialisation. Il en découlerait un ciseau tarifaire avec un effet potentiel d'exclusion des concurrents du marché de la fourniture d'électricité.
107. Face à cette éventualité, il est essentiel que l'Autorité de la concurrence et la CRE soient capables de détecter ces pratiques susceptibles d'affecter l'exercice de la concurrence.
108. Or, si le projet de décret prévoit que les transactions entre acteurs devront être transmises à la CRE dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés, il n'est pas prévu que la CRE soit informée du prix de cession interne de la capacité au sein du groupe EDF, ni des modalités selon lesquelles EDF répercutera le coût de la capacité aux clients finals.
109. Le dispositif manque donc actuellement de transparence, ce qui pourrait se révéler préjudiciable aux fournisseurs alternatifs.

110. Il est en conséquence recommandé au gouvernement d'obliger EDF à communiquer à la CRE les prix de cession interne du coût de la capacité.
111. L'efficacité de cette règle et son contrôle par l'Autorité de la concurrence et la CRE seraient également renforcés avec la mise en place d'une séparation comptable entre la branche production d'EDF et sa branche commercialisation.
112. Par ailleurs, concernant la surveillance du marché des certificats, le projet de décret consacre à son article 15 un long développement à la surveillance du marché et aux manipulations d'informations et de prix.
113. Au plan juridique, deux remarques peuvent être effectuées sur cet article.
114. Premièrement, la sanction des pratiques évoquées apparaît relever de dispositions légales et non réglementaires.
115. Deuxièmement, la rédaction de l'article 15/III du projet de décret introduit une confusion entre les règles sanctionnant le comportement des personnes sur le marché des certificats (manipulation de cours et information d'initié) et les infractions aux règles de concurrence concernant une atteinte au libre fonctionnement du marché.
116. Le renvoi aux règles de concurrence, ainsi mentionné à l'article 15/III, apparaît inutile étant donné que les règles de concurrence figurant au livre IV du code de commerce sont d'application générale à toute activité économique, quelle que soit cette activité.

C. L'INTRODUCTION D'UN DISPOSITIF DE BOUCLAGE FAIT NAÎTRE DES RISQUES DE RÉTENTION DE CAPACITÉ

117. Le mécanisme de capacité décrit dans le projet de décret repose sur la responsabilisation des fournisseurs. Il s'accompagne néanmoins d'un dispositif de bouclage centralisé.
118. Le projet de décret prévoit que si RTE constate un déséquilibre exceptionnel entre l'offre et la demande à moyen terme, le ministre de l'énergie peut lancer un appel à projets pour la réalisation d'investissements dans de nouvelles capacités de production. Le coût de ces nouveaux investissements est ensuite répercuté sur l'ensemble des fournisseurs en fonction de la consommation de leur portefeuille en période de pointe.
119. L'introduction de ce dispositif de bouclage centralisé procède de l'idée que des éléments exceptionnels et extérieurs pourraient entraîner un déficit de capacité qui mettrait en danger la sécurité d'alimentation du pays. Sa justification répondrait ainsi à la volonté des pouvoirs publics de disposer d'un « filet de sécurité ».
120. Un tel dispositif de bouclage centralisé apparaît antinomique avec une conception générale du mécanisme de capacité reposant sur la responsabilité individuelle de chaque fournisseur et permettant ainsi d'assurer l'équilibre et la sécurité de l'ensemble du marché français de la fourniture d'électricité. Chaque fournisseur doit en effet, sous peine de sanctions financières, réaliser l'adéquation entre ses ventes et la détention des certificats de capacité correspondants
121. Or, l'instauration de ce dispositif pourrait entraîner des comportements opportunistes de la part des producteurs et engendrer des distorsions de concurrence.

122. Il n'est pas exclu en effet que se retrouvent financés par ce biais des projets d'investissements que les producteurs auraient de toute manière réalisés au vu de leurs propres perspectives de développement, en profitant ainsi d'un effet d'aubaine.
123. D'une part, l'appel à projet au titre du dispositif de bouclage se traduit pour le producteur retenu par un prix d'achat de l'électricité ainsi produite qui est garanti pendant plusieurs années. Un producteur pourrait donc délibérément différer un projet d'investissement, afin de créer un déficit de production significatif pour déclencher le mécanisme de bouclage.
124. Parallèlement, il est probable qu'au vu du degré d'urgence accompagnant le déclenchement du mécanisme de bouclage les investissements réalisés à ce titre seront plus onéreux. Ce surenchérissement des investissements pourrait être alors répercuté sur la facture d'énergie des consommateurs.
125. D'autre part, les producteurs pourraient être tentés de minimiser artificiellement la disponibilité de leurs moyens de production, c'est-à-dire d'organiser une rétention de capacité, afin de faire apparaître un déficit de capacité qui déclencherait de manière induite le dispositif de bouclage. Ce comportement se traduirait par une augmentation induite des prix de gros de l'électricité et par la construction de nouvelles capacités non nécessaires, au détriment là aussi de la facture d'énergie des consommateurs.
126. L'Autorité tient à rappeler qu'une rétention de capacité de production, lorsqu'elle est le fait d'un opérateur en position dominante ou de plusieurs concurrents agissant de manière coordonnée, et en l'absence de justifications objectives, est contraire au droit de la concurrence.
127. L'analyse concurrentielle mise en œuvre serait semblable à celle développée par la Commission européenne dans sa décision 2009/C 36/08 du 26 novembre 2008, sur les engagements de l'entreprise EON et le marché gros de l'électricité en Allemagne. La Commission examinant des rétentions de production faisait l'analyse suivante : *« Le prix sur les marchés à court terme est le résultat d'un mécanisme de mise aux enchères déterminant un prix unique pour l'ensemble du marché. Ce prix est égal à celui de la dernière offre acceptée dans le processus de confrontation de la demande et de l'offre. (...) Par conséquent, (...), le retrait d'une partie de la production a pour effet mécanique de relever le prix de marché à court terme, et ce substantiellement lorsque la demande est forte. Ce phénomène se produit à l'avantage de toute la production vendue et au détriment des consommateurs qui ne peuvent réduire leur consommation à court terme. »*
128. Afin de limiter les comportements opportunistes induits par l'introduction du dispositif de bouclage, il est recommandé au gouvernement d'informer les acteurs que cet instrument ne sera utilisé qu'en cas de situation véritablement exceptionnelle et de souligner son caractère transitoire (5 ans) prévu par le projet de décret.
129. Par ailleurs, dans le but de limiter les risques de rétention de capacité, il pourrait être exigé des producteurs de s'engager sur un niveau minimum de disponibilité des centrales, qui serait déterminé au vu de la disponibilité moyenne historique des centrales concernées au cours des années précédentes. Les producteurs ne pourraient proposer une disponibilité prévisionnelle inférieure à ce plancher qu'après une autorisation de la CRE. Cela permettrait d'éviter que les producteurs (et notamment l'opérateur dominant) ne sous-estiment sciemment la disponibilité prévisionnelle de leurs centrales pour rendre le marché des certificats de capacité plus tendu qu'il ne le serait naturellement.

130. Il est crucial enfin que la CRE puisse veiller, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés, à ce que les disponibilités prévisionnelles des moyens de production certifiés reflètent bien les contraintes physiques des exploitants. La CRE devrait saisir l'Autorité de la concurrence si elle constatait que des acteurs ont délibérément sous-estimé la disponibilité prévisionnelle de leurs centrales.

D. LA PRISE EN COMPTE DES IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ PAR LE MÉCANISME DE CAPACITÉ NE DOIT PAS FAVORISER EDF

131. L'électricité importée via les interconnexions qui relient la France avec les pays limitrophes participe à la sécurité d'approvisionnement de la France. De même, l'électricité exportée depuis la France via les interconnexions participe à la sécurité d'approvisionnement des pays étrangers. Ce constat est d'autant plus vrai lors des périodes de pointe pendant lesquelles les centrales situées par exemple en Allemagne ou en Belgique participent à l'équilibre entre l'offre et la demande en France au même titre que des centrales localisées sur le territoire national.
132. Ce constat montre que le niveau national n'apparaît pas le plus pertinent pour mettre en place un mécanisme de capacité et qu'il serait plus efficace et conforme à la construction du marché intérieur de l'électricité qu'un mécanisme de capacité soit instauré à l'échelon européen (comme c'est déjà le cas pour le marché des permis CO₂).
133. Le projet de décret instaure une obligation de certification des capacités de production pour toutes les centrales installées sur le territoire français. En revanche, le ministère de l'énergie considère qu'il est aujourd'hui matériellement impossible de certifier et de contrôler des capacités de production installées à l'étranger.
134. L'impossibilité de certifier des capacités localisées à l'étranger et de contrôler cette certification est justifiée par des raisons objectives.
135. Les modalités d'allocation des interconnexions sont fixées par des règles européennes et intergouvernementales, qui rendent impossible l'identification précise des capacités étrangères contribuant à la sécurité nationale d'approvisionnement en période de pointe et donc la certification des capacités situées hors des frontières.
136. Le gouvernement souligne par ailleurs que la certification et le contrôle des capacités, réalisés en France par RTE, ne peuvent pas être demandés et obtenus des gestionnaires de réseaux étrangers en l'état actuel de la réglementation.
137. Afin de prendre en considération la contribution des capacités étrangères dans le mécanisme de capacité, le projet de décret prévoit qu'une réduction du taux de marge sera appliquée sur l'ensemble des portefeuilles des fournisseurs. Pour mémoire, ce taux de marge unique s'applique à la consommation de référence du portefeuille de chaque fournisseur et traduit l'objectif de sécurité d'approvisionnement du système.
138. En préalable, la nécessité de faire figurer dans le décret l'ensemble des règles d'application des certificats de capacité instaurés par la loi doit être soulignée. Dans un avis n° [09-A-43](#), concernant un projet de décret sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité, l'Autorité avait rappelé les garanties procédurales pour les destinataires du texte tenant à un décret pris après son avis préalable : « *Le renvoi à un arrêté pour des éléments constitutifs essentiels du tarif aurait pour conséquence*

de priver les opérateurs et les consommateurs des garanties de procédure et de stabilité des règles fixées par décret. ».

139. Au cas présent, l'article L.335-2 du code de l'énergie crée pour les fournisseurs d'électricité une obligation de détenir des certificats de capacité à hauteur de leurs ventes, sans faire de distinction selon l'origine nationale de l'électricité vendue. Dès lors, les règles de principe retenues pour prendre en compte les capacités étrangères dans le mécanisme (attribution aux fournisseurs et réduction du taux de marge) relèvent du projet de décret.
140. Tel n'est pas le cas du texte soumis à l'Autorité, qui n'aborde la question des importations qu'à titre incident à son article 2/II : « (...) *L'effet de la contribution des interconnexions sur le risque de défaillance est pris en compte dans la méthode de calcul* [du montant de l'obligation de garantie de capacité des fournisseurs]. ».
141. Sur le fond, le projet de décret met en place une mutualisation des capacités importées, ce qui revient in fine à attribuer gratuitement aux fournisseurs des certificats de capacité en fonction de l'importance de leur portefeuille clients.
142. Ce choix du pouvoir réglementaire favorisera EDF en tant que détenteur du portefeuille de clients le plus important, alors même que l'électricité importée ne proviendra pas de centrales qui seraient exploitées par EDF à l'étranger.
143. Il est donc recommandé au gouvernement de prévoir que les garanties de capacité liées aux interconnexions fassent l'objet d'une offre de vente publique à l'ensemble des fournisseurs et que le produit de cette vente soit affecté à la CSPE (contribution pour le service public de l'électricité qui est payée par tous les consommateurs en fonction des volumes consommés).
144. L'Autorité verrait un double intérêt à une telle solution : d'une part, les consommateurs profiteraient de la réduction du risque de défaillance liée aux interconnexions sous forme d'une diminution de la CSPE, et d'autre part, la liquidité du marché des certificats serait accrue par cette mise sur le marché des certificats de capacité équivalant aux importations.

E. LE MÉCANISME DE CAPACITÉ DOIT PRÉSERVER L'ÉGALITÉ DE TRAITEMENT ENTRE LES DIFFÉRENTS OPÉRATEURS

145. Dans la mesure du possible, en tenant compte du caractère novateur du mécanisme et de l'absence de précédent comparable dans d'autres pays, les règles mises en place doivent être neutres pour l'exercice de la concurrence entre les entreprises et les différentes catégories d'opérateurs présents sur le marché de l'électricité.
146. L'application du mécanisme de capacité par le décret doit assurer une égalité de traitement entre tous les opérateurs concernés, en évitant que le dispositif crée des distorsions ou des discriminations ou vienne renforcer des déséquilibres préexistants sur le marché.
147. Plusieurs dispositions du texte paraissent ainsi devoir être revues, car elles seraient éventuellement susceptibles d'orienter ou de perturber les conditions d'exercice de la concurrence.

1. LE CAS DES OPÉRATEURS S'APPROVISIONNANT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

148. L'égalité de traitement au regard du mécanisme des certificats doit s'appliquer à l'ensemble des opérateurs présents sur le marché français de la fourniture d'électricité au consommateur final, quel que soit leur statut ou leur nature juridique.
149. La loi ne vise aujourd'hui que les producteurs et les fournisseurs d'électricité, qui sont tous deux soumis à un agrément préalable du ministre pour l'exercice de leur activité. Or d'autres opérateurs sont actifs sur le marché de gros, sans avoir la qualité de « *producteur* » ou de « *fournisseur* » au sens de la loi : tel est le cas de certains consommateurs industriels, de certains gestionnaires de réseau et d'éventuels autres opérateurs.
150. Ceux-ci pourront acheter des volumes d'électricité sur le marché de gros pour leur propre consommation sans être soumis, à la lecture du texte dans sa rédaction actuelle, à l'obligation de disposer des certificats de capacité correspondants. Cette discrimination trouve son origine dans la rédaction actuelle de la loi qui ne couvre pas ces cas de figure. L'article L.335-2 du code de l'énergie ne mentionne que les « *fournisseurs* », qui sont définis par l'article L.333-1 comme les personnes exerçant « *l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes* » et soumis à une autorisation ministérielle préalable.
151. Il serait souhaitable que la loi soit corrigée sur ce point, avant la mise en application du mécanisme des certificats, afin de corriger cette rupture d'égalité de traitement au regard des obligations publiques attachées à l'activité de fourniture d'électricité.

2. LE CAS DES INSTALLATIONS SOUS OBLIGATION D'ACHAT

152. L'égalité de traitement concerne également les producteurs d'électricité renouvelable (d'origine solaire ou éolienne), qui bénéficient de l'obligation légale d'achat par EDF, à un prix garanti sur la période de leur contrat, qui est supérieur au prix de marché.
153. L'électricité couverte par l'obligation d'achat est achetée par EDF à un prix très supérieur à celui du marché, afin de tenir compte d'un investissement initial dans les installations de production très supérieur à celui des autres installations. Le surcoût d'achat par EDF est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), qui est payée par tous les consommateurs en fonction de leur consommation.
154. L'article L.335-3 du code de l'énergie prévoit que l'ensemble des capacités de production devra faire l'objet d'une certification.
155. Les exploitants d'installations sous obligation d'achat vont donc recevoir des certificats de capacité au titre de leur production, dont ils pourront disposer sur le marché indépendamment de la vente de l'énergie à EDF, alors même que les tarifs de l'obligation d'achat prennent déjà en compte leur coût d'investissement par un niveau très supérieur au prix du marché.
156. Il y aurait ainsi une double rémunération de ces investissements, supportée de plus pour partie par la collectivité via le financement de l'obligation d'achat par la CSPE.

- 157. Plusieurs solutions sont concevables afin de corriger cette anomalie.
- 158. Un transfert de ces certificats à EDF (en tant qu'acheteur obligé de l'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat) viendrait au plan concurrentiel renforcer sa position dominante sur le marché des certificats, ce qui n'est pas souhaitable.
- 159. Il pourrait être également envisagé que les exploitants des installations sous obligation d'achat aient l'obligation de faire une offre de vente de leurs certificats et que le produit de cette vente soit retranché du montant du tarif de rachat de l'électricité. Toutefois, cette solution semble complexe à mettre en œuvre.
- 160. Enfin, il pourrait être considéré que l'obligation d'achat à un prix hors marché et garanti sur plusieurs années constitue en elle-même une incitation à investir dans la production d'électricité d'origine renouvelable. A ce titre, il pourrait être recommandé au gouvernement que les installations sous obligation d'achat ne bénéficient pas de certificats de capacité.

F. L'INCORPORATION DU PRIX DE LA CAPACITÉ DANS LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DOIT FAIRE L'OBJET D'UNE ATTENTION PARTICULIÈRE

- 161. La loi prévoit que la fixation du niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité doit intégrer le coût des certificats de capacité correspondant à sa production.
- 162. Cette obligation est instaurée par l'article L.337-6 du code de l'énergie : « *Dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale. (...) le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment (...).* ».
- 163. Dans l'hypothèse d'une mise en œuvre du mécanisme des certificats avant le 31 décembre 2015, l'ensemble des tarifs réglementés actuels (bleus, jaunes et verts) serait encore proposé aux consommateurs susceptibles d'en bénéficier, sans pour autant être soumis à l'obligation de la prise en compte du coût correspondant aux certificats de capacité dans leur prix de vente. Une telle situation serait susceptible de créer une distorsion de concurrence entre d'une part EDF et les distributeurs publics locaux, qui sont les seuls habilités à proposer les tarifs réglementés, et d'autre part les fournisseurs alternatifs.
- 164. A partir de 2016, le problème de la répercussion du coût des certificats dans le prix de vente des tarifs réglementés ne se posera plus que pour les tarifs destinés aux particuliers et petits professionnels (tarifs bleus), qui sont les seuls tarifs réglementés maintenus au-delà de cette échéance par l'article L.337-9 du code de l'énergie.
- 165. Ce faisant, la règle précitée prévue par l'article L.337-6 n'apparaît pas directement applicable et demande des mesures pour sa mise en œuvre relevant du projet de décret. A titre d'illustration des problèmes pouvant être rencontrés, les tarifs réglementés de vente sont fixés pour une période à venir, alors que le coût des certificats de capacité à leur imputer ne sera connu précisément qu'*a posteriori* au terme de l'année concernée.

166. Le projet de décret devrait donc être complété sur au moins deux points :
- la méthode selon laquelle le coût des certificats est pris en compte pour le calcul des tarifs réglementés de vente devrait être explicitée (par exemple le coût moyen constaté sur le marché à l'ouverture de l'année considérée) ;
 - la révision du niveau des tarifs réglementés devrait avoir lieu au moins une fois par an afin d'intégrer l'évolution constatée du prix des certificats.
167. La couverture par les tarifs réglementés de la totalité de leurs coûts représente un enjeu essentiel pour l'exercice de la concurrence sur un marché de la fourniture de l'électricité intégralement libéralisé depuis le 1^{er} juillet 2007. Dans le cas contraire, le risque d'un effet de ciseau entre les tarifs réglementés de vente d'EDF et les prix des offres fournisseurs alternatifs serait important.

G. LE FINANCEMENT DE L'APPEL À PROJETS TRANSITOIRE NE DOIT PAS REPOSER SUR LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS AU RISQUE D'AGGRAVER L'ACTUEL CISEAU TARIFAIRE

168. Le projet de décret prévoit la mise en place d'un appel d'offres au printemps 2012, comme première étape de la mise en œuvre du mécanisme de capacité, afin de réconcilier l'offre et la demande pour l'hiver 2015-2016 (un déficit en moyen de production semble en effet avoir été identifié pour l'hiver 2015-2016).
169. Les fournisseurs seront collectivement responsables du paiement de cet appel à projets, sur la base d'une clé de répartition calculée en fonction de la contribution de leurs clients respectifs au risque de défaillance pendant l'hiver 2015-2016.
170. Dès que les résultats de l'appel d'offres seront connus, des versements auront lieu en faveur des capacités retenues, en trois fois, à partir de l'hiver 2013. Les modalités exactes ne sont pas encore connues et seront élaborées après consultation des acteurs. Le volume et la définition des capacités éligibles resteront de la responsabilité du ministre de l'énergie.
171. Plusieurs entreprises entendues lors de l'instruction ont mis en cause la légalité de cet appel à projets, en soulignant que cette disposition paraît être incompatible avec la loi NOME dans la mesure où son article 6 dispose que « *l'obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité prend effet à l'issue d'un délai de trois ans suivant la publication du décret* ». Il en résulte que les fournisseurs n'auraient donc aucune obligation légale de capacité en 2013 et 2014.
172. Il apparaît par ailleurs que, si la contribution à l'équilibre offre demande des moyens de production sélectionnés par l'appel d'offres ne sera effective qu'à l'hiver 2015-2016, le projet de décret indique que les fournisseurs devront contribuer au financement de la mise en place de ces nouveaux moyens de production dès 2013.
173. Cette charge supplémentaire pourrait aggraver le ciseau tarifaire qui existe déjà sur les tarifs réglementés de vente. Ainsi, il est prévu que le coût de la garantie de capacité soit pris en compte dans le calcul des tarifs réglementés de vente mais « *au plus tard le 31 décembre 2015* » comme mentionné ci-dessus. Tous les fournisseurs devront donc supporter le coût des capacités sélectionnées par l'appel d'offres dès 2013, sans que les tarifs soient adaptés pour les années 2013 à 2015, ce qui aurait pour effet de rendre plus difficile l'activité des fournisseurs alternatifs sur le marché.

174. En conséquence, il pourrait être recommandé que le financement des capacités sélectionnées par l'appel d'offres soit fait via la CSPE, ce qui permettrait de ne pas aggraver le ciseau tarifaire actuel.

III. Conclusion

175. En l'absence d'étude d'impact, l'Autorité de la concurrence est réservée quant à la mise en place d'un mécanisme de capacité, car ce dispositif va accroître la complexité du cadre réglementaire applicable et constituer une source de coûts supplémentaires pour les fournisseurs alternatifs et pour les consommateurs, sans pour autant que sa nécessité pour assurer un bon fonctionnement des marchés de l'électricité soit démontrée.
176. L'Autorité considère que plusieurs solutions alternatives ou complémentaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité et l'investissement dans des moyens de production supplémentaires, en particulier pour assurer l'équilibre offre/demande lors des périodes de pointe, doivent être envisagées.
177. La présence pérenne d'opérateurs intégrés sur le marché, en concurrence avec EDF, peut être une bonne réponse au problème relevé. Pour permettre à ces opérateurs de se développer et de concurrencer EDF, l'accès à des moyens de production en propre d'électricité de base est souhaitable, en complément du dispositif ARENH. Le renouvellement de plusieurs concessions de centrales hydro-électriques d'ici 2015 constitue, à ce titre, une opportunité : l'Autorité préconise d'introduire un critère relatif au développement de la concurrence dans les cahiers des charges du renouvellement de ces concessions et d'affecter à ce critère une pondération élevée.
178. Il est recommandé par ailleurs au gouvernement que la modalité de calcul des tarifs réglementés mentionnée à l'article L. 337-6 du code de l'énergie soit adoptée dès que possible afin que les fournisseurs alternatifs soient en mesure de pouvoir concurrencer efficacement EDF sur le marché de masse, au bénéfice du consommateur final.
179. La maîtrise de la consommation d'électricité fait aussi appel à d'autres mesures conduisant à rendre les tarifs de transport et de distribution de l'électricité (TURPE) plus coûteux en période de pointe (et moins coûteux en période hors pointe) par la mise en œuvre effective du décret du 30 décembre 2005, ainsi qu'à promouvoir l'isolation des logements.
180. Concernant le mécanisme des certificats de capacité, l'Autorité souligne la nécessité pour le gouvernement, s'il décide de maintenir le dispositif envisagé, de prendre en compte, à chaque étape de la mise en œuvre de ce mécanisme, les conséquences pour l'exercice de la concurrence de la position dominante actuelle d'EDF, que ce soit pour l'activité de production de l'électricité ou pour celle de la fourniture au consommateur final.
181. S'agissant des dispositions du projet de texte soumis à son avis, l'Autorité formule les recommandations suivantes :

- rendre obligatoire la communication par EDF à la CRE des prix de cession internes de la capacité ;
- mettre en place une séparation comptable entre la branche production et la branche commercialisation d'EDF, afin que l'Autorité et la CRE soient en mesure de contrôler l'existence d'éventuels ciseaux tarifaires ;
- contraindre les producteurs à déclarer la disponibilité prévisionnelle de leurs installations de production sur la base de la disponibilité historique de ces installations ; les producteurs ne pourraient proposer une disponibilité prévisionnelle inférieure à ce plancher qu'avec l'autorisation de la CRE ;
- prendre en compte la contribution des interconnexions au risque de défaillance via une vente publique des certificats de capacité correspondants en affectant le produit de cette vente à la CSPE ;
- envisager une modification législative pour les entités s'approvisionnant directement sur les marchés de gros, afin que tous les intervenants concernés soient soumis à l'obligation de capacité comme les fournisseurs d'électricité au sens de l'article L.333-1 du code de l'énergie ;
- prévoir de ne pas attribuer de certificats aux installations en obligation d'achat, dans la mesure où les tarifs de rachat de l'électricité produite par ces installations couvrent déjà les coûts complets de ces installations ;
- ne pas faire supporter le financement de l'appel d'offres à projet transitoire par les fournisseurs alternatifs.

182. Enfin, l'Autorité appelle l'attention du gouvernement sur plusieurs points rédactionnels du texte dans la version qui lui a été transmise pour avis.

183. L'ensemble des règles organisant le mécanisme des certificats a vocation par nature à figurer dans le décret. Il en est ainsi :

- de la notion de « *taux de marge* » appliqué aux consommations de référence, qui n'est pas définie dans le projet de décret ;
- de la manière dont les importations d'électricité seront traitées dans le cadre du mécanisme de capacité ;
- des modalités de répercussion du coût des certificats de capacité dans l'ensemble des tarifs réglementés de vente (tarifs bleus, jaunes et verts) avant le 31 décembre 2015, et dans les tarifs bleus, seuls tarifs réglementés maintenus après cette date.

Délibéré sur le rapport oral de M. Edouard Leduc, rapporteur et l'intervention de M. Pierre Debrock, rapporteur général adjoint, par Mme Françoise Aubert, vice-présidente, présidente de séance, Mmes Anne Perrot et Elisabeth Flüry-Hérard, vice-présidentes.

La secrétaire de séance,
Béatrice Déry-Rosot

La vice-présidente,
Françoise Aubert