



**Avis 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**

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la lettre, enregistrée le 17 juillet 2014 sous le numéro 14/0061A, par laquelle le ministre de l'économie, du redressement productif et du numérique a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant un projet de décret modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, en application de l'article L. 462-2 du code commerce ;

Vu la directive européenne n° 2009/72 du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive n° 2003/54/CE ;

Vu le code de l'énergie ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

Vu le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Les rapporteurs, le rapporteur général adjoint, le commissaire du Gouvernement et les représentants de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) entendus lors de la séance du 16 septembre 2014 ;

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

I. Constatations

1. Par lettre en date du 16 juillet 2014 enregistrée sous le numéro 14/0061A, l'Autorité de la concurrence (ci-après l'Autorité) a été saisie par le gouvernement d'une demande d'avis sur un projet de décret modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité pour permettre l'application de la méthode de fixation de ces tarifs définie à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

A. LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS EN FRANCE

2. Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs finals peuvent se voir proposer deux types d'offres de fourniture d'électricité : une offre au tarif libre ou offre à prix de marché et une offre au tarif réglementé. A la différence des offres de marché qui peuvent être proposées par tous les fournisseurs d'électricité, le tarif réglementé de vente (ci-après TRV) n'est offert que par l'opérateur historique Electricité de France (ci-après EDF) et les entreprises locales de distribution (article L. 121-5 du code de l'énergie). Son montant est fixé par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.
3. L'existence de tarifs réglementés est permise par le droit de l'Union européenne. La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, comme les directives qui l'ont précédée¹, reconnaît en effet aux États membres la possibilité d'imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public pouvant porter, notamment, sur le prix de la fourniture. Cette possibilité répond à l'un des objectifs de la réglementation européenne qui vise à permettre aux clients résidentiels, et le cas échéant aux petites entreprises, d'être approvisionnés en électricité à des prix raisonnables.
4. Les obligations de service public pouvant être imposées à ce titre par les États membres doivent être « *clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables et garanti[r]aux entreprises d'électricité de la Communauté un égal accès aux consommateurs nationaux* » (article 3.2. de la directive 2009/72/CE).
5. En France, trois grandes catégories de TRV ont été élaborées, en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le consommateur final² :
 - le tarif bleu, qui s'applique aux sites de consommation raccordés en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV) et dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ; ce tarif correspond globalement aux clients résidentiels et aux petits sites des clients professionnels ;
 - le tarif jaune, qui s'applique aux sites de consommation raccordés en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kV) et dont la puissance maximale souscrite est supérieure à 36 kVA ; ce tarif recouvre principalement les sites de consommation professionnels de moyenne dimension ;

¹ Successivement directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 et directive 2003/54/CE du 26 juin 2003.

² Dans le régime actuel, ces catégories sont définies par les arrêtés interministériels pris sur le fondement du décret n°2009-975 du 12 août 2009 (actuellement arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité).

- le tarif vert, qui s'applique aux consommateurs finals dont les sites sont raccordés en haute tension (tension de raccordement supérieure à 1 kV) ; ce tarif correspond aux grands sites de consommation des clients professionnels et industriels.
6. A la suite du rapport Champsaur d'avril 2009, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME ») a prévu la suppression des TRV pour les moyens et gros consommateurs professionnels et industriels (tarifs jaune et vert) au plus tard le 31 décembre 2015.
 7. Cette disposition est conforme à la décision de la Commission européenne en matière d'aide d'État qui a estimé que les aides résultant de ces deux tarifs étaient compatibles avec le marché intérieur sous réserve, notamment, qu'ils soient supprimés au 31 décembre 2015 et qu'aucun dispositif similaire ne soit instauré³.
 8. Le tarif réglementé pour les petits consommateurs particuliers et professionnels (tarif bleu) n'appelle pas de critique au titre des aides d'État et peut donc être maintenu après le 31 décembre 2015.

B. LES MODALITÉS DE FIXATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

1. LE CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE ACTUEL

9. Les modalités actuelles de fixation des TRV d'électricité résultent des articles L. 337-4 et suivants du code de l'énergie et du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Les dispositions du code de l'énergie

10. L'article L. 337-4 du code de l'énergie prévoit que les TRV sont arrêtés conjointement par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie sur proposition motivée de la Commission de régulation de l'énergie (ci-après CRE). Pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015, la CRE est simplement consultée pour avis préalablement à l'adoption des tarifs par les ministres concernés.
11. Sur le fond, l'article L. 337-5 du code de l'énergie énonce que « *les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* ».
12. L'article L. 337-6, dont la rédaction est issue de la loi NOME, prévoit quant à lui que : « *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* ».
13. Cet article précise également que « *Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.* ».

³ Décision de la Commission du 12 juin 2012 concernant l'aide d'Etat n° SA.21918 (C 17/2007).

Le décret n° 2009-975 du 12 août 2009

14. Le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, antérieur à la promulgation de la loi NOME, fixe à ses articles 1 et 2, respectivement, la typologie des consommateurs finals pouvant bénéficier des tarifs et la définition des notions de catégories, options et versions tarifaires sur lesquelles reposent les TRV.
15. Les modalités de calcul des TRV proprement dites sont fixées par l'article 3 qui dispose que : « *La part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture qui sont établies de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent pour fournir leurs clients Electricité de France et les distributeurs non nationalisés (...), ainsi qu'une marge raisonnable.* ».
16. Le même article précise également que : « *La part correspondant à l'acheminement est déterminée en fonction du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur applicable à l'option ou à la version concernée* » et que « *la part correspondant à la fourniture couvre les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation supportés par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés pour fournir les clients ayant souscrit à cette option ou version.* ».
17. Pour leur application, ces dispositions doivent actuellement être combinées avec celles figurant à l'article L. 337-6 précité du code de l'énergie, ainsi que le Conseil d'État a eu l'occasion de le préciser dans plusieurs décisions⁴. Il en résulte que le niveau des TRV doit à la fois couvrir les coûts d'EDF et des distributeurs non nationalisés pour la fourniture des TRV et respecter le principe précité de l'empilement des coûts.
18. Concernant la périodicité de révision des tarifs, l'article 5 du décret du 12 août 2009 prévoit que ceux-ci « *font l'objet d'un examen au moins une fois par an* ».

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

19. Le projet de décret soumis à l'Autorité vise principalement à mettre en œuvre la méthode de l'empilement des coûts prévue à l'article L. 337-6 du code de l'énergie, ce que ne faisait pas le décret de 2009, qui ne prenait en compte que les coûts comptables d'EDF. Son entrée en vigueur doit ainsi marquer la fin de la période transitoire mentionnée à cet article.
20. Cette mise en œuvre se traduit par une reformulation complète de l'article 3 du décret du 12 août 2009 qui, dans le projet de décret, est ainsi rédigé : « *Pour chaque catégorie [tarifaire], le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé comme l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut 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.* ».
21. Le projet de décret complète cette disposition par une explicitation des quatre composantes de coûts ainsi énumérées :
 - le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ci-après ARENH) est déterminé « *en fonction du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire*

⁴ Voir par exemple CE, 11 avril 2014, *ANODE*, req. n° 365219.

historique (...) appliqué au prorata de la quantité de produit théorique calculée en application de l'article 4 du décret du 28 avril 2011 » ;

- le coût du complément d'approvisionnement au marché est « *calculé en fonction des caractéristiques moyennes de consommation et des prix de marché à terme constatés* », le coût de la garantie de capacité étant considéré comme nul jusqu'à la mise en œuvre effective du mécanisme considéré ;
- les coûts d'acheminement de l'électricité sont déterminés « *en fonction des tarifs d'utilisation des réseaux publics* » (ci-après TURPE) et
- les coûts de commercialisation sont enfin définis comme correspondant « *aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité, établis en tenant compte des coûts supportés par Electricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.* ».

22. Les autres dispositions du projet de décret concernent essentiellement la définition des catégories, options et versions tarifaires (article 1) et les modalités de révision des TRV en cas d'évolution des tarifs ARENH et/ou TURPE (articles 4 et 5).

II. Analyse concurrentielle

23. Le présent avis présentera d'abord des observations générales sur les principes qui sous-tendent la réforme (A) avant de commenter plus en détail les articles du projet de texte (B).

A. LA COUVERTURE DES COÛTS ET LA CONTESTABILITÉ DES TARIFS

1. LES OBJECTIFS DU PROJET DE DÉCRET

24. Les observations des entreprises du secteur, consultées en amont de la préparation de la réforme, et les explications données lors de la séance par les administrations qui portent le texte se rejoignent pour considérer que l'apport principal du projet de décret est de remplacer, pour le calcul des TRV, un principe de couverture des coûts comptables par un principe de contestabilité des tarifs.
25. Le principe de couverture des coûts comptables conduisait à fixer le niveau des TRV de manière à couvrir les coûts exposés par EDF et ceux des distributeurs non nationalisés pour la fourniture de ces tarifs, sans que l'on puisse s'assurer, qu'à ce niveau de prix, ils étaient répliquables par les offres de marché.
26. Le principe de contestabilité inverse cette priorité et conduit à fixer les TRV à un niveau compatible avec les coûts supportés par les concurrents d'EDF sur le marché. Le niveau plancher des TRV est, dans cette logique, en partie déterminé par des prix de marché et non par le seuil de couverture des coûts de production de l'opérateur historique.
27. Les représentants du ministère de l'énergie ont indiqué, lors de la séance, que cette nouvelle approche était de nature à favoriser la mise en cohérence des prix de détail et des prix de gros qui constituent une partie importante des coûts sous-jacents des prix de détail,

cette convergence étant également souhaitée par la Commission européenne dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité.

28. Ils ont relevé que cette mise en cohérence des prix de détail et des prix de gros est un objectif différent, bien que connexe, de la couverture des coûts de l'opérateur historique par les tarifs réglementés, objectif qu'aucune norme juridique communautaire n'imposerait par ailleurs.
29. Ils ont également souligné les avantages, en termes de régulation, du principe de contestabilité des tarifs qui permet de mettre plus facilement en place une logique de type « *price cap* » pour inciter l'opérateur historique à mieux maîtriser ses coûts.
30. Enfin, ils ont indiqué que les dispositions législatives du code de l'énergie autorisent cette nouvelle approche et, qu'en cas de doute sur ce point, il n'était pas exclu que le Gouvernement puisse, à l'occasion de l'examen du projet de loi sur la transition énergétique par le Parlement, proposer un ajustement rédactionnel du code de l'énergie pour le confirmer.
31. Ces orientations générales, qui constituent une forme d'exposé des motifs du projet de texte présenté par le Gouvernement, appellent plusieurs observations.

2. LE PRINCIPE DE COUVERTURE DES COÛTS

32. Le respect du principe de couverture des coûts de l'opérateur historique et la compatibilité de ce principe avec celui de la contestabilité des tarifs par les prix de marché sont deux questions distinctes qu'il convient d'examiner séparément. C'est seulement dans la mesure où ces deux principes seraient incompatibles entre eux que se poserait la question de la possibilité et de l'opportunité de remplacer le premier par le second.
33. En premier lieu, il faut rappeler que la loi NOME n'a pas remis en cause le principe de couverture des coûts de l'opérateur historique, comme cela ressort de la lecture combinée des articles L. 337-5 et L. 337-6 du code de l'énergie.
34. En effet, l'article L 335-5 dispose que « *les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* ». Compte-tenu du monopole de l'opérateur historique pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, ce sont nécessairement les coûts de cet opérateur et, le cas échéant, ceux des ELD, qui doivent être pris en compte pour construire ces tarifs.
35. En outre, l'article L. 337-6 dispose que « *Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée* ». Cette rédaction affirme sans ambiguïté le principe de couverture globale des coûts pour l'opérateur historique en ce qui concerne le périmètre des tarifs réglementés.
36. En l'état de la législation, il n'est donc pas possible de considérer qu'un décret pourrait s'affranchir de l'obligation de couverture des coûts de l'opérateur historique par les TRV, ce qui ne préjuge en rien de la possibilité de combiner ce principe de couverture des coûts avec celui de la contestabilité des tarifs que le Gouvernement souhaite mettre en œuvre.

37. Sur le plan de l'analyse concurrentielle et non plus de la législation applicable, il convient également de rappeler la position constante de l'Autorité en faveur du principe de couverture des coûts de l'opérateur historique. Cette position avait notamment été exprimée dans son avis n° [09-A-43](#) du 27 juillet 2009 relatif à un projet de décret concernant les tarifs réglementés de vente de l'électricité et dans son avis n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité: « *L'objectif d'un texte portant sur les modalités de fixation des tarifs réglementés est d'éviter toute distorsion de fonctionnement du marché libre, du fait de tarifs réglementés qui ne correspondraient pas aux coûts totaux supportés par le fournisseur. A défaut, le fonctionnement d'un marché désormais complètement ouvert à la concurrence serait faussé en créant une barrière à l'entrée de nouveaux opérateurs* ».
38. La logique de contestabilité des tarifs que souhaite promouvoir le Gouvernement ne devrait donc être retenue par la réglementation que pour autant qu'elle reste compatible avec le principe de couverture des coûts.

3. LES MÉTHODES DE CALCUL DES COÛTS ET LA CONTESTABILITÉ DES TARIFS

39. Le principe de couverture des coûts n'impose pas, en lui-même, une méthode unique de construction des tarifs et n'oblige pas le pouvoir réglementaire à conserver la méthode de la couverture des coûts comptables de l'opérateur historique. En effet, la couverture des coûts n'est pas un principe autorégulateur mais résulte d'ajustements périodiques. Son effectivité ne peut être garantie par une formule qu'il suffirait d'appliquer mais doit nécessairement être vérifiée concrètement à intervalles réguliers.
40. On peut ainsi choisir une mise en œuvre *ex ante* de type budgétaire, en fixant les tarifs en début de période de manière à couvrir les coûts prévisionnels attendus pour la période à venir. On peut aussi choisir une mise en œuvre *ex post* de type comptable, qui consiste à partir des coûts constatés de la période précédente pour fixer les tarifs de la période suivante. Aucune de ces deux méthodes ne garantit que les coûts effectifs seront, à tout moment, couverts par les tarifs applicables. Un objectif de respect continu de la couverture des coûts par les tarifs, qui n'a pas d'équivalent dans la fixation des prix de marché, serait d'ailleurs illusoire et paradoxal dès lors que les tarifs réglementés ne varient pas comme des prix de marché mais ne sont ajustés qu'annuellement ou semestriellement.
41. La pratique, en matière de politique tarifaire, est généralement de combiner les deux méthodes ci-dessus en s'assurant que les écarts éventuels des tarifs par rapport à la couverture des coûts constatés sont périodiquement résorbés. Seule une dérive prolongée et non corrigée des tarifs par rapport aux coûts peut alors être qualifiée de non respect du principe de couverture globale des coûts imposé par la loi.
42. Cette méthode de guidage périodique des tarifs pour les maintenir dans une zone compatible avec la couverture des coûts constatés est d'autant plus facile à mettre en œuvre que l'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit que les tarifs réglementés comprennent une « *rémunération normale* » de l'activité de fourniture. Cet élément du tarif n'est pas, à proprement parler, un coût. Il peut donc exister une situation tarifaire intermédiaire dans laquelle l'opérateur n'obtient pas la marge qu'il attendait, du fait d'un tarif trop bas, sans pour autant que ses coûts ne soient plus couverts. Cette possibilité de fluctuation de la rémunération de l'opérateur historique par rapport à l'objectif de marge annoncé est un élément de souplesse qui permet de corriger périodiquement les erreurs de prévision dans la fixation des tarifs sans jamais enfreindre l'obligation de couverture des coûts.

43. Le principe de contestabilité des tarifs que le Gouvernement souhaite introduire pour la fixation des TRV n'apparaît donc pas incompatible avec le respect du principe de couverture des coûts, sous réserve des modalités de calcul qui seront retenues pour la fixation de chaque élément entrant dans l'empilement des coûts prévu par la loi.
44. Le même raisonnement peut être fait en ce qui concerne le souhait du Gouvernement d'introduire, par cette nouvelle méthode de calcul, une possibilité de plafonnement des tarifs réglementés (*price cap*) pour ne pas faire subir aux TRV les conséquences d'une éventuelle dérive des coûts de l'opérateur historique et inciter ce dernier à dégager des gains d'efficacité pour s'aligner sur les prix de marché. Un plafonnement des tarifs n'est pas a priori incompatible avec le principe de couverture des coûts dès lors que c'est la marge de l'opérateur qui est d'abord comprimée et que celui-ci a la possibilité de dégager les gains d'efficacité nécessaires pour s'adapter à ce plafonnement.
45. Comme l'Autorité l'a rappelé dans différents avis, la régulation tarifaire a souvent recours à une combinaison de la méthode dite « *cost plus* », de couverture des coûts, avec la méthode dite « *price cap* », de plafonnement des prix, afin de limiter leurs inconvénients respectifs lorsqu'elles sont utilisées seules. L'analyse concurrentielle conduit donc à accueillir favorablement cet objectif de permettre une meilleure maîtrise des coûts de l'opérateur historique.

B. SUR LES DISPOSITIONS DU PROJET DE DÉCRET

46. L'Autorité souhaite attirer l'attention du Gouvernement sur plusieurs points du projet de décret qui soulèvent des questions au regard du droit de la concurrence ou qui sont susceptibles d'avoir un impact sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

1. LE NIVEAU D'APPLICATION DE L'EMPILEMENT DES COÛTS

47. L'article 3 précité du projet de décret prévoit que le niveau des TRV est déterminé par application de la méthode d'empilement des coûts au niveau de chaque catégorie tarifaire, actuellement les tarifs, bleu, jaune et vert, les deux derniers devant s'éteindre au 31 décembre 2015.
48. Plusieurs acteurs consultés durant l'instruction de la demande d'avis ont suggéré que cet empilement soit effectué de façon plus fine, à la maille de chacune des options et versions de chaque tarif, afin de refléter la réalité des coûts correspondants et d'éviter des subventions croisées entre différentes options et versions au sein d'une même catégorie. Compte-tenu des objectifs du projet de décret, cette proposition revient à demander une vérification de la contestabilité des tarifs et de la couverture des coûts pour chaque option tarifaire et non de manière globale pour l'ensemble du tarif.
49. Dans la mesure où les coûts de fourniture d'EDF varient effectivement en fonction du profil de consommation du client, dont dépendent les options et versions proposées, le principe de l'empilement « en moyenne » par catégorie ne permet pas de garantir que ces différences de coûts seront répercutées dans les tarifs correspondants. Ainsi, certaines options et versions pourraient être proposées à des tarifs n'assurant pas la couverture des coûts d'EDF tandis que d'autres pourraient se trouver fixées à un niveau supérieur aux coûts assurant une marge excessive.

50. Les représentants du ministère de l'énergie ont indiqué lors de la séance que le Gouvernement n'était pas hostile à cette demande d'utiliser une maille tarifaire plus fine mais qu'elle devait faire l'objet d'une expertise technique car sa faisabilité dans des conditions économiques raisonnables n'était pas assurée.
51. Dans son avis n° [09-A-43](#) précité relatif au projet de décret de 2009, qui prévoyait en son article 3 un équilibre des tarifs pour chaque option et version, l'Autorité avait considéré que ce choix d'une maille fine pouvait contribuer « *au respect des principes concurrentiels de transparence et d'absence de distorsions en prévenant les transferts financiers entre les différents tarifs et entre les différentes clientèles (particuliers, professionnels et industriels) à ces tarifs* ».
52. L'Autorité est, pour cette raison, favorable à un empilement des coûts au niveau des options ou des versions tarifaires, sous réserve de sa faisabilité technique. Il faut rappeler, à cet égard, que le choix d'une maille infra tarifaire relève d'une décision d'opportunité du pouvoir réglementaire puisque les articles L. 337-5 et L. 337-6 du code de l'énergie font référence à une couverture globale des coûts des tarifs réglementés et n'imposent donc pas une telle solution.

2. LE CALCUL DU COÛT DE L'ARENH

53. Parallèlement au texte ici examiné, l'Autorité a été saisie par le gouvernement d'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. Ce projet de décret a notamment pour objet d'établir la méthodologie de détermination du prix de l'ARENH.
54. Le coût de l'ARENH qui sera pris en compte dans le niveau des TRV résultera directement de l'application de cette méthodologie. Les problématiques concurrentielles pouvant en résulter seront abordées dans l'avis que l'Autorité rendra sur ce projet de décret. Il est donc renvoyé sur ce point aux développements futurs de cet avis.

3. LE CALCUL DU COÛT DU COMPLÉMENT D'APPROVISIONNEMENT

55. Le projet de décret prévoit que le coût du complément d'approvisionnement par rapport à l'approvisionnement au prix de l'ARENH est calculé sur la base des prix des contrats à terme constatés sur le marché.
56. Ce choix est celui qui s'inscrit le plus nettement dans une logique de contestabilité des tarifs par les fournisseurs alternatifs puisque les contrats à terme reflètent leurs conditions d'approvisionnement. Mais c'est aussi celui qui s'écarte le plus nettement de la méthode précédente de construction des tarifs à partir des coûts comptables d'EDF alors même que l'article L. 337-5 du code de l'énergie impose toujours de partir des coûts de l'opérateur historique, ce qui aurait pu conduire à retenir comme coût du complément d'approvisionnement le coût de fourniture de la part non nucléaire du parc de production d'EDF.
57. L'hypothèse sous-jacente à ce choix méthodologique est qu'EDF a en permanence la possibilité d'arbitrer, en fonction des prix de marchés, entre une vente de sa production sur les marchés de gros et une autoconsommation au titre des TRV. Si cette hypothèse est vérifiée, les coûts du complément d'approvisionnement d'EDF pourraient être correctement reflétés par les prix des contrats à terme sur le marché de gros.

58. Selon le ministère de l'énergie, interrogé sur ce point lors de la séance, les prix des contrats à terme seraient, lorsqu'ils sont bien choisis, une bonne approximation des coûts supportés par EDF pour son complément de fourniture hors parc nucléaire. Si ce point est confirmé, cela devrait écarter le risque de méconnaissance du principe de couverture des coûts pour cet élément entrant dans le calcul des tarifs.
59. Il n'appartient pas à l'Autorité de se prononcer sur les conditions de validité de cette hypothèse, tâche qui relève du régulateur sectoriel. A ce stade, ce point non tranché n'appelle donc pas une modification de la rédaction de l'article 3 du projet de décret, mais il devra faire l'objet d'un suivi particulier lors de sa mise en œuvre.
60. En effet, dans un contexte où les prix de marché seraient durablement inférieurs aux coûts d'EDF pour sa production d'électricité hors nucléaire, sans que le recours au marché ne soit possible à hauteur des volumes demandés par l'opérateur historique, le niveau des TRV, à travers cette composante du complément d'approvisionnement, risquerait de ne pas couvrir les coûts de fourniture supportés pour la distribution de ces tarifs.
61. Permettre à EDF de distribuer les TRV à un niveau de prix n'assurant pas la couverture de ses coûts pourrait priver les fournisseurs alternatifs d'un avantage comparatif et nuirait ainsi à l'attractivité des offres qu'ils pourraient proposer aux consommateurs finals.
62. En conséquence, l'Autorité considère qu'il est possible de calculer le coût du complément d'approvisionnement par référence aux prix des contrats à terme sur le marché de gros, sous réserve que le niveau des TRV qui en résulte continue d'assurer la couverture globale des coûts supportés par EDF pour la fourniture d'électricité à ces tarifs.

4. LE CALCUL DES COÛTS DE COMMERCIALISATION

63. Dans une première version transmise à l'Autorité, le projet de décret prévoyait que les coûts de commercialisation à prendre en compte dans la structure des TRV correspondaient « *aux coûts de commercialisation supportés par Electricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».
64. Dans sa dernière version transmise à l'Autorité, il prévoit désormais qu'ils « *correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité, établis en tenant compte des coûts supportés par Electricité de France pour fournir les clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.* ».
65. En visant simultanément, voire cumulativement, les coûts d'un fournisseur, sans plus de précision, et les coûts d'EDF, cette nouvelle formulation est beaucoup moins claire que la précédente, ce qui est de nature à rendre malaisés son interprétation, son application et son contrôle par le juge.
66. Le texte permet, tout d'abord, de retenir aussi bien des coûts de commercialisation inférieurs à ceux d'EDF, afin de l'inciter à une meilleure efficacité dans une logique de *price cap*, que des coûts supérieurs à ceux d'EDF dans le but, par exemple, de compenser un avantage compétitif résultant de ses économies d'échelle et laisser ainsi une plus grande marge de contestabilité aux fournisseurs alternatifs.
67. D'autre part, la référence dans le projet de décret aux coûts de commercialisation « *d'un fournisseur d'électricité* » pourrait renvoyer selon les interprétations à « *un fournisseur moyen* », « *un fournisseur normalement efficace* », « *un fournisseur aussi efficace qu'EDF* » ou encore à « *tout fournisseur* ». La multiplicité des fournisseurs concurrents d'EDF et leur hétérogénéité, en termes de taille, de parts de marché et de profils de

clientèle rendent particulièrement inopportune la référence à « un » fournisseur dans un texte normatif. Avec une telle rédaction, chaque fournisseur pourrait contester le niveau des tarifs au motif que la composante des coûts de commercialisation retenue dans l'empilement des coûts du TRV ne reflète pas ses propres coûts commerciaux.

68. Il faut rappeler, qu'en droit de la concurrence, les tests de coûts utilisés pour démontrer une pratique tarifaire abusive susceptible d'exclure les concurrents du marché, que ce soient des prix prédateurs ou un ciseau tarifaire, sont mis en œuvre à partir des coûts de l'opérateur dominant. L'objectif de contestabilité des TRV, qui consiste précisément à prévenir de tels risques d'exclusion des concurrents par une mauvaise fixation du tarif, rejoint sur ce point l'exigence de couverture des coûts de l'opérateur historique.
69. Par ailleurs, la demande d'établir les tarifs à partir des coûts d'un opérateur alternatif « *en tenant compte des coûts de commercialisation supportés par EDF* » ne fait qu'accroître la confusion puisque cette mention des coûts d'EDF n'est accompagnée d'aucune indication sur la manière dont ils doivent être pris en compte. On ne sait donc pas, pour s'en tenir à quelques exemples d'interprétations possibles de cette nouvelle rédaction, si l'objectif recherché est la couverture des coûts d'EDF, auquel cas la rédaction initiale convenait parfaitement, s'il s'agit plutôt de retenir des coûts de commercialisation observés chez les concurrents à condition qu'ils soient supérieurs ou égaux aux coûts d'EDF, dont il serait ainsi tenu compte en tant que montant plancher, ou s'il s'agit de retenir des coûts des concurrents à condition qu'ils soient inférieurs ou égaux aux coûts d'EDF, dont il serait alors tenu compte en tant que montant plafond.
70. L'objectif de cette nouvelle rédaction utilisant un prix de marché pourrait être d'appliquer plus facilement une régulation par « *price cap* » pour maîtriser les coûts de commercialisation d'EDF plutôt que d'avoir à couvrir ses coûts comptables.
71. Mais comme cela a été rappelé, la différence entre la méthode dite « *costs plus* » et la méthode dite « *price cap* » n'est pas que la seconde ne permettrait pas, à la différence de la première, de couvrir les coûts comptables. Les deux méthodes le permettent, mais avec une articulation différente entre la phase de prévision et la phase de vérification. Il n'est donc nullement besoin pour atteindre cet objectif de modération des hausses de prix de faire référence aux coûts « *d'un fournisseur* » alternatif dans un décret. Il suffirait pour appliquer un *price cap* que les coûts de commercialisation d'EDF soient fixés *ex ante*, en début de période, en tenant compte des coûts passés et des gains de productivité attendus, la référence du décret restant bien les coûts d'EDF. La couverture globale des coûts sous-jacents aux TRV pourrait alors être respectée, comme l'exige la loi et comme le recommande l'analyse concurrentielle, même si EDF doit, pour cela, perdre temporairement une partie de sa marge s'il échoue à maîtriser ses coûts.
72. Enfin, aucun élément du dossier ou exposé oralement lors de la séance ne vient établir que les coûts commerciaux des opérateurs alternatifs sont suffisamment convergents pour donner, chacun séparément ou en moyenne, une bonne approximation des coûts commerciaux d'EDF.
73. L'Autorité recommande donc de revenir à sa rédaction initiale du projet de décret afin de prévoir que les coûts de commercialisation pris en compte dans la structure des TRV sont ceux supportés par EDF pour la fourniture de ces tarifs.

5. LE CALENDRIER DE FIXATION ET DE RÉVISION DES TARIFS

74. En vertu de l'article 5 du décret du 12 août 2009, qui n'est pas modifié sur ce point par le projet de décret, les TRV « *font l'objet d'un examen au moins une fois par an* ». On peut donc supposer que l'empilement des coûts utilisé pour fixer le tarif sera également révisé suivant une périodicité annuelle, même si la hausse effective du TRV peut, au besoin, faire l'objet d'un lissage semestriel.
75. A cet égard, on observe que deux éléments de l'empilement des coûts sont particulièrement inertes et sont fixés par voie réglementaire avec une évolution annuelle ou pluriannuelle : le prix de l'ARENH et le TURPE (tarif de transport).
76. De même, compte-tenu de la structure des contrats à terme, il n'est pas non plus exclu que le coût du complément de fourniture puisse évoluer suivant un pas annuel. Enfin, les coûts commerciaux, qui ont le caractère de coûts fixes, peuvent sans doute être suivis annuellement.
77. Il semble donc, en première analyse, qu'une évolution annuelle des TRV soit possible à condition que l'ensemble des éléments figurant dans l'empilement des coûts suivent eux-mêmes une révision tarifaire annuelle et coordonnée, afin que les modifications de prix prennent effet à la même date.
78. L'article 5 du projet de décret prévoit toutefois un alinéa ainsi rédigé : « *toute évolution du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ou des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité donne lieu à la modification des tarifs réglementés de vente en vigueur pour prendre en compte cette évolution. L'arrêté correspondant entre en vigueur au plus tard un mois après l'entrée en vigueur de ladite évolution.* ».
79. Cette disposition, prévoyant la répercussion immédiate et automatique d'une hausse de l'ARENH ou du TURPE, n'est pas critiquable mais reste insuffisante pour établir la coordination nécessaire des évolutions tarifaires qui devrait être affichée de manière plus volontariste. Ainsi, elle ne devrait trouver à s'appliquer qu'à titre exceptionnel dans les cas où une révision de ces deux éléments tarifaires devraient, pour des raisons externes, intervenir en dehors du calendrier de fixation du TRV lui-même.
80. Enfin, l'article 4 du projet de décret vise à assurer le « rattrapage » des éventuelles sous-couvertures ou sur-couvertures de coûts liées au décalage entre la modification du prix de l'ARENH ou du TURPE et l'entrée en vigueur de l'arrêté répercutant cette modification dans les TRV. Il prévoit à cet égard d'insérer après l'article 3 du décret du 12 août 2009 un article 3-1 disposant que « *les excédents ou déficits liés à une variation du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ou des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours de la période tarifaire précédente sont ajoutés aux coûts mentionnés à l'article 3* ».
81. Si les calendriers de fixation des éléments de coût et des tarifs sont coordonnés comme cela est préconisé ci-dessus, l'article 4 est superflu. En outre, comme cela a été rappelé dans l'avis précité n° 09-A-43 du 27 juillet 2009, un dispositif de rattrapage est une source de complication de la gestion d'un tarif et d'illisibilité pour les consommateurs. Il se révèle, en outre, inutile lorsqu'il ne conduit à des corrections de second ordre qui, en réalité, ont pour effet de reconstituer une marge et non de rétablir la couverture des coûts.

82. L'Autorité recommande donc de retenir un calendrier stable et cohérent avec la nature des évolutions attendues des coûts, probablement un calendrier annuel, ce qui n'exclut pas un lissage éventuel des hausses, et prévoyant une date unique pour la révision des TRV et de ses composantes, notamment le prix régulé de l'ARENH et le TURPE, ce qui rendrait superflu un dispositif de rattrapage.

C. RAPPEL DES OBSERVATIONS ET DES RECOMMANDATIONS

83. L'autorité est d'avis que :

- ◆ Le principe de la couverture des coûts d'EDF pour la construction des TRV doit être maintenu puisqu'il est, à la fois, prévu par la loi et bénéfique du point de vue concurrentiel.
- ◆ Le respect de ce principe est néanmoins compatible avec d'autres méthodes de prise en compte des coûts d'EDF que la simple répercussion des coûts comptables de l'opérateur qui a été utilisée jusqu'à présent.
- ◆ De manière générale, la prise en compte des coûts d'EDF n'empêche pas d'utiliser l'outil de plafonnement de ces coûts (*price cap*) pour maintenir une incitation à l'efficacité économique dès lors que l'opérateur a la possibilité de réaliser les gains de productivité demandés au fil des révisions tarifaires.
- ◆ Un principe de contestabilité des TRV par les opérateurs de marché peut être utilement combiné avec le principe de couverture des coûts, avec lequel il n'est pas, a priori, incompatible.
- ◆ Le respect de ces deux principes à un niveau plus fin que le tarif global, par exemple au niveau des options ou des versions tarifaires, n'est pas imposé par la loi mais reste opportun s'il est techniquement possible dans des conditions économiques raisonnables.
- ◆ La fixation du coût de l'approvisionnement complémentaire d'EDF en référence à des prix de marché est possible sous réserve que les hypothèses faites sur la pertinence de ces prix pour EDF soient vérifiées.
- ◆ La rédaction du dernier alinéa de l'article 3 relatif aux coûts commerciaux devrait être modifiée afin de retenir, pour le calcul du TRV, les coûts commerciaux d'EDF à l'exclusion des coûts des concurrents.
- ◆ Le calendrier de fixation et de révision des tarifs devrait être annuel, ce qui n'exclut pas un lissage éventuel des hausses, et une date unique devrait être prévue pour la révision des TRV et de ses composantes, notamment le prix régulé de l'ARENH et le TURPE.

Délibéré sur le rapport oral de MM. Mathias Laffont et Nicolas Le Broussais, rapporteurs, et l'intervention de M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint, par M. Thierry Dahan, vice-président, président de séance, Mme Claire Favre et M. Emmanuel Combe, vice-présidents.

La secrétaire de séance,
Béatrice Déry-Rosot

Le président,
Thierry Dahan

© Autorité de la concurrence