

2

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie

PRÉSENTATION

Le marché de l'électricité recouvre les activités de production, de transport et de distribution, ainsi que la fourniture d'électricité aux consommateurs. Ce marché a longtemps été caractérisé en France par le quasi-monopole d'EDF, son opérateur historique depuis 1946.

La réglementation de ce marché a fortement évolué depuis 1996 sous l'impulsion de trois directives européennes⁸⁵. L'objectif est de créer un marché intérieur de l'énergie capable de contribuer à la fois à la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne, à la compétitivité de son économie et à son développement durable. Ce choix a marqué une rupture avec la situation préexistante marquée par la prépondérance de monopoles nationaux intégrés.

L'enquête de la Cour des comptes⁸⁶ a cherché à mesurer le degré de réalisation de l'ouverture du marché correspondant aux engagements de l'État, et à analyser les conséquences des modalités de transposition sur l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité ainsi que sur les consommateurs.

Le dispositif actuellement retenu au niveau communautaire ouvre simultanément à la concurrence les activités de production et de fourniture, tout en mettant en place une régulation des activités de réseaux (transport et distribution) exercées en France par RTE et ERDF, dont l'indépendance de gestion vis à vis de l'opérateur historique EDF reste à parachever.

⁸⁵ Directives 96/92/CE du 19 décembre 1996, 2003/54/CE du 23 juin 2003 et 2009/72/CE du 13 juillet 2009.

⁸⁶ L'instruction de la Cour s'est achevée pendant les discussions sur la loi de transition énergétique.

Parallèlement, il établit une régulation fondée sur des autorités nationales – la commission de régulation de l'énergie (CRE) en France – encadrées à partir de 2009 par une autorité européenne de coopération, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Près de 20 ans après la première directive, l'ouverture du marché apparaît très partielle et le poids de l'opérateur historique EDF reste largement prédominant. Si les grands industriels fortement consommateurs se sont rapidement inscrits dans la logique de l'ouverture, l'impact pour les particuliers et les petites entreprises reste marginal : mi 2014, moins de 6,7 % de leur consommation était couverte par des offres de marché.

La Cour s'est attachée à étudier successivement :

- l'évolution chaotique de la réglementation, marquée par une forte instabilité législative ;

- l'impact de l'ouverture sur les consommateurs et les progrès possibles ;

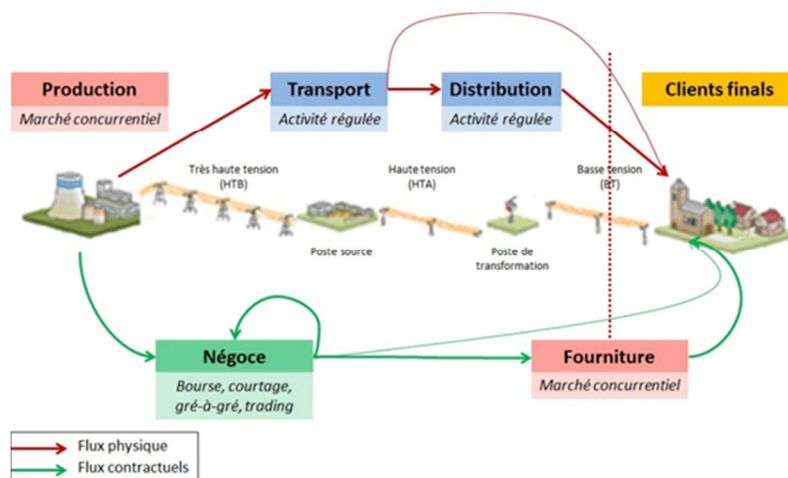
- les différents segments de marchés amont : la production encore largement dominée par l'opérateur historique et le négoce perturbé par les dispositifs réglementés ;

- la régulation, dont les acteurs doivent s'inscrire dans une démarche plus volontariste.

Le marché de l'électricité

Le marché de l'électricité est organisé autour de quatre grandes activités : la production, le transport, la distribution et la fourniture (ou commercialisation). À cela s'ajoutent des activités financières et contractuelles de négoce.

Image n° 1 : les segments du marché de l'électricité



Source : Cour des comptes

Le segment de la production est ouvert à la concurrence en France depuis 2000. Les moyens de production sont appelés successivement en commençant par les moins coûteux jusqu'à ce que l'ensemble de la demande soit couverte. Le coût marginal de production du dernier moyen appelé détermine le prix de l'électricité sur le marché de gros.

Le transport constitue un monopole naturel régulé, exercé par RTE et rémunéré par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui est fixé par le régulateur national (la commission de régulation de l'énergie – CRE).

La distribution (qui apporte l'électricité du réseau de transport jusqu'aux sites de consommation) est aussi régulée. L'activité est exercée par les concessionnaires des réseaux de distribution⁸⁷, essentiellement ERDF, et également rémunérée par le TURPE.

⁸⁷ Cour des comptes, *Rapport public annuel 2013*, Tome I. Les concessions de distribution d'électricité, p. 105-217. La Documentation française, janvier 2013, 547 p., disponible sur www.ccomptes.fr

La fourniture (ou commercialisation) est complètement ouverte à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007. Elle consiste à vendre l'électricité aux consommateurs finaux. Selon leur situation, ceux-ci peuvent opter pour des offres de marché ou pour les tarifs réglementés.

I - Une construction juridique laborieuse, conséquence des tergiversations de l'État

Le processus d'ouverture s'est étendu sur une longue période, avec de fréquentes évolutions législatives et réglementaires qui n'ont pas permis aux acteurs du secteur de l'énergie de bénéficier de la visibilité nécessaire.

A - Un foisonnement législatif qui illustre un processus chaotique

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a fait l'objet en France d'un véritable foisonnement législatif, marqué par des dispositions transitoires ou des revirements (cf. tableau n° 1).

La France a d'abord choisi de transposer les obligations minimales⁸⁸. Par la suite, les transpositions des directives sont toujours intervenues tardivement, parfois avec retard sur les échéances communautaires. L'ouverture à la concurrence est certes intervenue dès 1999 pour les gros consommateurs industriels, puis à partir du 1^{er} juillet 2004 pour les industriels et enfin à partir du 1^{er} juillet 2007 pour les particuliers et petites entreprises.

Au-delà des délais de transposition, plusieurs éléments ont freiné l'ouverture à la concurrence :

- la loi de 2004 précise⁸⁹ que « les dispositions du code des marchés publics n'imposent pas à l'État, à ses établissements publics, aux collectivités territoriales et à leurs établissements publics d'exercer »

⁸⁸ D'autres pays européens avaient au contraire anticipé les orientations communautaires, en prenant les premières mesures d'ouverture dès 1989, comme le Royaume-Uni et les Pays-Bas, ou en 1992 la Suède.

⁸⁹ Article L. 331-4 du code de l'énergie.

leur droit à changer de fournisseur. Cette disposition ne deviendra caduque qu'avec la disparition de certains tarifs réglementés de vente, fin 2015 ;

- les modalités d'application de la possibilité de revenir aux tarifs réglementés pour les consommateurs ayant opté pour un contrat de marché (dit principe de réversibilité) ont été modifiées à six reprises entre 2005 et 2010. Cette instabilité a pu nuire à la visibilité nécessaire aux différents acteurs.

Enfin, de nombreuses mesures transitoires ont ajouté à la complexité de la situation.

Tableau n° 1 : liste des dispositions européennes et législatives encadrant le marché de l'électricité

Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996
Loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
Loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie
Directive 2003/54/CE du 23 juin 2003
Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz
Loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique
Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie
Dispositions de la loi du 5 mars 2007
Dispositions de la loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel
Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009
Loi du 7 juin 2010 autorisant le retour aux tarifs réglementés
Loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME)
Ordonnance du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie
Loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre
Dispositions de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation

Source : Cour des comptes

B - Des contentieux qui ont poussé à l'ouverture

Les modalités de transposition retenues par la France et les dispositions pratiques d'ouverture à la concurrence ont conduit à des contentieux ouverts :

- au niveau national : la décision du Conseil de la concurrence du 28 juin 2007, relative à une plainte de la société Direct Energie, a permis un premier accès à la production nucléaire via des appels d'offres pour les fournisseurs alternatifs ;

- au niveau communautaire : un avis motivé⁹⁰ du 12 décembre 2006 de la Commission européenne a contesté l'existence de tarifs réglementés pour les consommateurs professionnels.

Ces contentieux, ainsi que le risque d'autres procédures, ont conduit les pouvoirs publics à une nouvelle réforme, précédée d'une large concertation, en particulier dans le cadre de la commission présidée par M. Paul Champsaur en 2008/2009.

La loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME ») met en place des innovations importantes mais dont la portée est amoindrie par leur complexité et les délais de mise en œuvre.

La loi réforme progressivement les tarifs réglementés applicables aux professionnels et aux particuliers (cf. *infra*).

Un dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH, cf. *infra*) est institué. Il confirme le droit pour les fournisseurs alternatifs de recourir à des volumes définis d'électricité nucléaire à un tarif fixe.

II - Des bénéfices peu perceptibles pour les consommateurs

Insuffisamment informés des conditions de l'ouverture du marché, les particuliers ont été peu nombreux à opter pour les offres alternatives. Celles-ci pourraient se développer avec l'évolution des tarifs réglementés et la généralisation des compteurs communicants.

⁹⁰ Phase intermédiaire de la procédure contentieuse entre la mise en demeure et la saisine de la Cour de justice de l'Union européenne.

A - Une très faible ouverture pour les consommateurs

1 - Une pénétration des offres de marché très limitée auprès des particuliers et des petites entreprises

Au 30 juin 2014, 36,2 millions de sites de consommation (entreprises et particuliers) étaient éligibles au marché concurrentiel de l'électricité, pour une consommation annuelle de 459 TWh.

Parmi les clients finaux, deux blocs de consommation se dégagent : 41 000 grands sites industriels absorbent 41 % des volumes, alors que les 31,2 millions de particuliers et de petites entreprises en consomment 35 %.

**Tableau n° 2 : structure de la consommation finale
au 30 juin 2014⁹¹**

Sites de consommation	Industriels			Particuliers et PME	Total
	Grands	Moyens	Petits		
Puissance	> 250 kVA		≤ 36 kVA	≤ 36 kVA	
Clients, en milliers	41	442	4 491	31 242	36 216
Répartition	0,1 %	1,2 %	12,4 %	86,3 %	100 %
- offres de marché	15 %	5 %	14,5 %	9 %	
- dont alternatifs	6 %	1 %	9,5 %	9 %	
Volumes en TWh	178	61	44	152	435
Répartition	41 %	14 %	10 %	35 %	100 %
- offres de marché	58,5 %	5 %	15,5 %	6,7 %	
- dont alternatifs	30 %	1 %	10,5 %	6,7 %	

Source : CRE

La pénétration de la concurrence reste donc encore marginale pour les particuliers et les petites entreprises. 9 % des sites, représentant 6,7 % de la consommation, ont recours aux offres de marché⁹². EDF est toujours assimilée au tarif réglementé, jugé plus attractif. Son offre de marché est très faible ; elle n'approvisionne qu'environ 7 000 sites résidentiels. GDF-Suez domine le marché concurrentiel. Les opérateurs historiques demeurent perçus comme les opérateurs de référence.

⁹¹ EDF est l'opérateur historique intégré, seul habilité à proposer les tarifs réglementés de vente. Les offres de marché sont proposées à la fois par EDF et par les fournisseurs alternatifs qui le concurrencent. GDF-Suez, opérateur historique pour le gaz, est un fournisseur alternatif sur le marché de l'électricité.

⁹² Source : CRE, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel, 2^e trimestre 2014.

Pour les autres sites raccordés au réseau⁹³, la situation est contrastée. 13,7 % des sites représentant 40,6 % de la consommation sont en offres de marché. L'ouverture a surtout été tirée par les industriels électro-intensifs⁹⁴. 15 % des grands sites (qui représentent 178 TWh de consommation) ont opté pour des offres de marché. En volume, ces clients se répartissent à parts sensiblement égales entre les fournisseurs historiques et alternatifs.

2 - Des consommateurs très peu au fait de l'ouverture à la concurrence et peu assistés par le médiateur

L'information des consommateurs relève, pour une part essentielle, des fournisseurs et du médiateur national de l'énergie (MNE). Elle présente des résultats décevants. Si la fréquentation du portail internet (www.energie-info.fr) a fortement augmenté en 2013 (+ 58 %, avec 934 000 visites), probablement en raison de l'annonce des hausses de tarifs, le niveau d'information des consommateurs reste néanmoins limité. Le « baromètre Energie-info » de septembre 2013 (enquête annuelle CSA pour la CRE et le MNE) montre ainsi que seuls 53 % des consommateurs ont connaissance de la possibilité de changer de fournisseur. 72 % pensent encore que EDF et GDF-Suez sont une même entreprise.

La faible visibilité du médiateur (son taux de notoriété était de 23 % en 2013) et sa pratique de la médiation (refus de toute coopération avec les médiateurs d'EDF et GDF-Suez) n'aident guère les consommateurs dans leurs démarches. Il en va de même de l'importance des demandes jugées irrecevables : 76 % en 2013.

L'amélioration de l'information viendra d'abord de la politique de communication des fournisseurs. Mais une réflexion sur la stratégie de communication des entités publiques serait également souhaitable. En effet, de nombreux sites publics diffusent des informations sur le même sujet : outre celui du MNE, c'est le cas des sites de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), de l'institut national de la consommation, de la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) et de la direction générale de l'énergie et du climat.

⁹³ Établissements industriels, commerciaux ou de service, services publics, collectivités territoriales, raccordés au réseau.

⁹⁴ Chimie, sidérurgie, etc.

3 - Une facture d'électricité peu sensible à la mise en concurrence

La facture de référence⁹⁵ définie par la Commission de la régulation de l'énergie (celle d'un client de base consommant 2,4 MWh au tarif réglementé) a augmenté de 3,3 %, entre 2011 et 2012, puis de 3,2 % entre 2012 et 2013. Ces augmentations incluent à la fois les hausses du tarif réglementé de vente et celles de la contribution pour charges de service public. Comme la facture se décompose approximativement en trois parties comparables⁹⁶, il est difficile pour le particulier consommateur de mesurer directement les effets de l'ouverture à la concurrence à partir de celle-ci. Les factures n'ont pas été sensibles à la forte baisse récente des prix de gros de l'électricité⁹⁷, ni pour les offres concurrentielles en raison de la faible part de l'énergie dans la facture finale (32 %), ni pour les tarifs réglementés construits, jusqu'au 1^{er} novembre 2014⁹⁸, sur la base des coûts de production d'EDF.

Alors que le principal motif du changement de fournisseur est la recherche de meilleurs tarifs, les offres de marché se différencient relativement peu à la baisse par rapport au tarif réglementé, avec des écarts allant de - 4 % à + 27,5 % selon la CRE. La différenciation des services offerts n'intervient qu'en seconde justification. L'argument environnemental n'est évoqué par les consommateurs que dans 2 % des cas.

⁹⁵ Courant 2013, elle s'établissait à 386 € TTC/an et dépasse 400 € TTC/an en 2014. Source CRE, Observatoires trimestriels du marché de détail de l'électricité.

⁹⁶ Entre la production (32 % de la facture totale, selon le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, Panorama énergie-climat, 2013) et les coûts commerciaux ; le transport et la distribution (service public payé par le TURPE) ; et les taxes et contributions (dont la contribution au service public de l'électricité, CSPE).

⁹⁷ - 13,8 % pour le prix *spot* sur la moyenne des 12 derniers mois en juillet 2014.

⁹⁸ Date d'application du décret du 28 octobre 2014 modifiant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité et arrêté du 30 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. Ces textes définissent la formule d'élaboration des tarifs par empilement des coûts.

4 - Un gestionnaire de réseau de distribution (ERDF) trop lié à sa maison mère (EDF)

ERDF assure la connexion entre les fournisseurs et la très grande majorité des clients⁹⁹. Sa position est donc cruciale dans le jeu de la concurrence, d'autant plus que la proximité avec EDF, sa maison mère, reste importante.

Comme gestionnaire du principal réseau de distribution, il doit être indépendant et totalement neutre vis-à-vis des différents acteurs du marché de l'électricité. RTE, opérateur du réseau de transport disposant du même actionnaire unique (EDF), a la même obligation de neutralité et s'en acquitte¹⁰⁰, comme le montre la certification de son indépendance par la CRE en 2012.

Le processus d'autonomisation d'ERDF doit donc être significativement renforcé en droit et en pratique, comme la direction de l'entreprise en manifeste la volonté. En réponse à diverses recommandations de la CRE et aux dysfonctionnements identifiés en 2013, ERDF a engagé en juin 2013 un plan de 37 actions visant à garantir son indépendance dans le domaine des relations clients, des ressources humaines, des achats et des systèmes d'information. La réalisation de ces engagements fera l'objet d'un suivi par le régulateur.

La Cour recommande d'accroître encore l'indépendance d'ERDF par rapport à sa maison mère en renforçant les pouvoirs de son directoire, en développant son autonomie de fonctionnement et en mettant fin à toute pratique amenant à confondre les images des deux entreprises.

⁹⁹ ERDF n'est pas en relation contractuelle avec la majorité des clients qui ont un « contrat unique » avec leur fournisseur.

¹⁰⁰ Une difficulté majeure rencontrée par RTE tient à l'interdiction de rapprochement avec d'autres gestionnaires de réseaux de transport européens qui résulte du maintien d'un lien capitalistique avec EDF. En conséquence le développement à l'international de RTE est gelé. EDF s'est d'ailleurs organisée pour développer à son niveau une activité de transport d'électricité à l'international.

B - Les progrès possibles

1 - La fin des distorsions induites par les tarifs réglementés

Les tarifs réglementés de vente¹⁰¹ restent donc prédominants chez les particuliers et les petites entreprises tandis que les offres de marché se différencient peu.

Il n'en va pas de même pour les tarifs vert et jaune, dédiés aux consommateurs industriels¹⁰². Contestés par les fournisseurs alternatifs, la loi de 2010 organise leur disparition au 1^{er} janvier 2016 qui entraînera le report en offres de marché de 132,1 TWh de consommation annuelle soit 28,5 % de la consommation totale.

Pour les consommateurs particuliers et petites entreprises (puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA), le tarif réglementé de vente est le tarif bleu. Sa part de marché est hégémonique¹⁰³. Les études de la CRE montrent que le niveau du tarif bleu, sans bloquer la concurrence, fait persister une distorsion en défaveur des offres de marché.

En effet, le niveau du tarif bleu ne permet pas de couvrir les coûts complets de la fourniture d'électricité par l'opérateur historique (situation désignée sous le terme de « ciseau tarifaire »). Malgré la hausse de 5 % du tarif bleu intervenue en juillet 2013, la CRE estimait que l'écart était encore significatif (4,4 %). La seconde hausse de 5 %, prévue par le gouvernement pour le 1^{er} août 2014, devait résorber cet écart. Mais une décision ministérielle a annulé cette hausse, remettant en cause la perspective du rattrapage du ciseau tarifaire.

Celui-ci fragilise la capacité d'EDF à couvrir ses coûts complets et donc à maintenir sa capacité d'investissement. De plus, en fixant artificiellement un prix de l'électricité inférieur à son coût complet de production, il renvoie une information faussée et contraire aux

¹⁰¹ En sus des tarifs réglementés décrits ici, des dispositions spécifiques d'accompagnement des consommateurs en situation précaire ont été mises en place. Ces dispositions sont neutres du point de vue de la concurrence.

¹⁰² Tarifs jaune et vert pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA (jaune) et 250 kVA (vert).

¹⁰³ Au 31 décembre 2013, sur le segment résidentiel (les particuliers), le tarif bleu capte 92 % du nombre de sites et 91 % du volume de consommation (soit 116,5 TWh). Sur le segment des petits sites non résidentiels, le tarif bleu couvre 85 % du nombre de sites et 85 % du volume de consommation (soit 39,1 TWh).

orientations politiques exprimées dans le cadre de la transition énergétique.

La loi NOME de 2010 a introduit deux évolutions positives : le tarif réglementé sera calculé par empilement des coûts¹⁰⁴ et la CRE jouera un rôle prépondérant dans la définition de ce tarif¹⁰⁵. Cet empilement des coûts est construit notamment à partir du coût d'approvisionnement à l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement sur les marchés, des coûts de transport et de distribution et des coûts de commercialisation d'EDF.

Ces deux évolutions permettent de rendre plus rationnelle l'évolution des tarifs réglementés. Elles constituent une avancée vers la reconnaissance de la réalité des coûts que doivent refléter les tarifs. Ce mode de calcul permettra une convergence des tarifs réglementés avec les coûts de fourniture constatés par les opérateurs concurrentiels sur le marché. La distorsion de concurrence alimentée par un tarif bleu inférieur au coût complet du service devrait alors être résorbée ; la compétition entre fournisseurs pourra s'exprimer sur ce segment de marché et le tarif réglementé enverra un signal économique approprié au consommateur, conforme à la vérité des coûts.

Les principes d'empilement et d'évolution vers la réalité des coûts et les pouvoirs de la CRE tels que définis par la loi NOME constituent autant d'avancées pour respecter l'objectif d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

2 - Une diversification des offres grâce aux compteurs communicants

Les fournisseurs alternatifs ont de faibles marges de différenciation par les prix de vente. Mais ils pourraient se différencier par leurs offres commerciales, en lien avec les profils de consommation des clients. Les données de consommation aujourd'hui accessibles ne l'ont pas permis

¹⁰⁴ Depuis la publication de l'arrêté du 30 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, la disposition de la loi NOME consistant à construire le tarif par empilement des coûts est effective.

¹⁰⁵ La mise en œuvre de cette dernière disposition n'interviendra qu'au 31 décembre 2015.

mais la généralisation des compteurs communicants dans le cadre du projet Linky¹⁰⁶ pourrait changer la donne.

Ces compteurs rendent accessibles des données de consommation plus fines que celles actuellement collectées par ERDF. En transmettant ces informations aux consommateurs et aux fournisseurs, le projet Linky permettra aux seconds d'adapter les prestations qu'ils apportent aux premiers. Des offres commerciales pourront être adaptées au profil de consommation des ménages, sur le modèle des tarifs heures pleines/heures creuses. Par la suite, des fonctionnalités¹⁰⁷ complémentaires pourront être installées, ne relevant pas de ERDF mais permettant aux fournisseurs de proposer aux consommateurs des options tarifaires sur mesure.

La diversité future des offres commerciales exige toutefois que les fournisseurs disposent tous d'un niveau d'information comparable et qu'ERDF respecte la neutralité à laquelle il est tenu. Un avis de l'Autorité de la concurrence sur le dispositif permettrait d'en avoir l'assurance. La décision de l'Autorité de la concurrence du 9 septembre 2014 relatif au marché du gaz, obligeant GDF-Suez à ouvrir à ses concurrents ses fichiers clients dans la perspective de la fin prochaine des tarifs réglementés de vente, est une illustration des enjeux concurrentiels.

Par ailleurs le succès du projet Linky reste suspendu à des perspectives financières fragiles (la valeur actuelle nette du projet à l'échéance de 2034 ne serait que de 0,2 Md€ pour un investissement de 5 Md€). En outre, ERDF a besoin, pour un investissement de cette taille et de cette durée, d'une forte visibilité sur le contexte réglementaire (le régime des concessions) et tarifaire (l'évolution du TURPE).

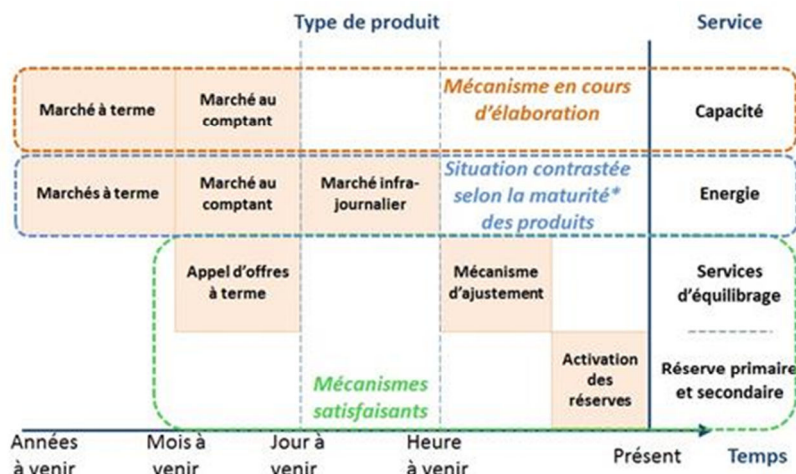
¹⁰⁶ Les compteurs communicants se développent rapidement dans le monde. Selon ERDF, leur nombre devrait passer de 50 millions en 2010 à 200 millions en 2020. En France, le projet Linky porté par ERDF prévoit le remplacement de 35 millions de compteurs à l'horizon 2020, avec une première de 3 millions d'ici fin 2016.

¹⁰⁷ Par exemple des matériels commercialisés par des industriels de la domotique pour piloter des équipements ménagers ou des bornes de recharge de véhicules électriques.

III - Des avantages en demi-teinte pour le fonctionnement du marché

Avec l'ouverture à la concurrence, le recours aux marchés s'est généralisé. Qu'il s'agisse d'assurer l'approvisionnement de ses clients, d'équilibrer en permanence le système électrique ou de garantir la capacité nécessaire pour passer les pointes de consommation, des mécanismes de marché peuvent être mobilisés ou sont en cours de définition.

Image n° 2 : les différentes fonctions du marché de l'électricité



Source : Cour des comptes

* La maturité désigne l'horizon temporel de réalisation de l'échange.

Pour assurer l'équilibre permanent du système électrique, ces mécanismes sont ouverts et satisfaisants. Des dispositifs sont en cours d'élaboration pour passer les pointes de consommation¹⁰⁸. La Cour a donc focalisé son analyse sur les mécanismes de négoce (bourse et gré à gré) qui permettent aux fournisseurs d'assurer l'approvisionnement de leurs clients et aux producteurs d'écouler leur électricité.

¹⁰⁸ Ils portent à la fois sur des mécanismes de capacité (s'assurer de la disponibilité de moyens de production) et d'effacement (réduire volontairement et ponctuellement la consommation).

A - Des fournisseurs en nombre restreint

Malgré l'ouverture à la concurrence¹⁰⁹, le secteur tend à se concentrer autour, outre EDF, de quelques grands acteurs intégrés ou en quête d'intégration. GDF-Suez s'appuie sur ses capacités de production en plus du recours à l'ARENH, sa clientèle d'abonnés au gaz et le développement d'offres bi-énergies (électricité et gaz). Direct Energie fonde sa stratégie sur un important portefeuille de clients (particuliers et PME) en utilisant l'ARENH comme source d'approvisionnement. Les groupes européens présents en France visent les grands sites industriels et le renouvellement à venir des concessions hydroélectriques. Enfin, l'électricité verte constitue un marché de niche sur lequel des acteurs comme la coopérative Enercoop recrutent des clients prêts à accepter un surcoût.

B - Une production fortement concentrée

La concentration est encore plus marquée sur le segment de la production. Au 31 décembre 2013, cinq producteurs (EDF, GDF-Suez, E.ON, Direct Energie et Alpiq) représentaient plus de 106 GW, soit 82,8 % de la puissance installée en France. EDF concentre à elle seule 75 % de celle-ci.

Un mouvement de consolidation général à l'échelle européenne

En Allemagne, les quatre grands acteurs historiques – RWE, E.ON, Vattenfall et EnBW, prédominent sur le marché de la production (73 % des capacités de production) mais leur part de marché dans la fourniture est en baisse (45 % en 2012, - 6 points par rapport à 2008). Le projet E.ON de scinder ses activités de production pourrait modifier cette situation.

Au Royaume-Uni, le marché de la production est réparti entre sept grands groupes et EDF est le premier producteur en volume (22 % de parts de marché). Le marché de la fourniture est partagé entre six acteurs, dont le premier, British Gas, n'atteint que 25 %.

¹⁰⁹ La liste des autorisations mentionne 148 entreprises locales de distribution et 70 opérateurs alternatifs, dont une trentaine d'énergéticiens, une douzaine de grands consommateurs et une vingtaine de banques et de sociétés de trading, parmi lesquels EDF Trading. Seuls 14 fournisseurs alternatifs sont effectivement actifs sur au moins un segment de clientèle.

En Italie, l'opérateur historique ENEL reste à la fois le premier producteur (26,4 % en 2011) et le premier fournisseur du pays, avec 86 % des volumes livrés en 2011.

En Espagne, trois acteurs concentrent les trois quarts des capacités de production d'électricité en 2013 : IBERDROLA (29 %), ENDESA, rachetée par ENEL (26 %) et Gas Natural Fenosa (20 %). Sur le marché de la fourniture, ENDESA et IBERDROLA représentent plus de 80 % des volumes livrés, avec respectivement 45 et 37 % de parts de marché.

Dans sa conception initiale, l'ouverture de la production à la concurrence devait résulter du développement de capacités nouvelles. Mais le marché de l'énergie, marqué par la diminution de la demande, l'arrivée massive des énergies renouvelables, les surcapacités et la baisse des prix de gros, n'a pas permis ces développements.

L'essentiel des capacités de production correspond encore au parc historique, partagé entre trois acteurs : EDF, GDF-Suez et E.ON, qui a racheté en 2008 les anciennes centrales thermiques des Charbonnages de France. Les opérateurs alternatifs ont marginalement mis en service de nouvelles capacités¹¹⁰, mais elles n'ont pas compensé les fermetures intervenues par ailleurs.

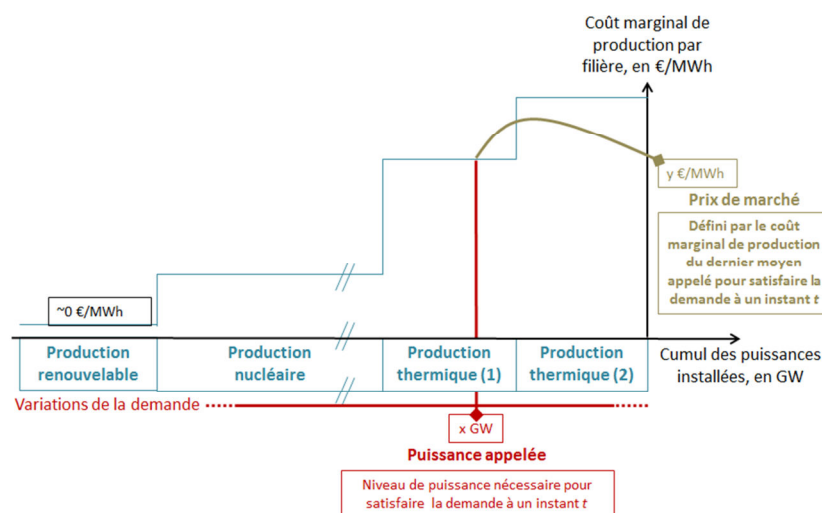
La concentration est enfin renforcée par le dispositif d'obligation d'achat lié aux filières renouvelables. Ce dispositif centralise des volumes supplémentaires dans le périmètre d'EDF sans les faire passer par un marché ouvert.

C - Une situation contrastée par filière technologique

Les moyens de production électrique ne satisfont pas tous les mêmes besoins selon leurs caractéristiques techniques et leurs coûts de production. Les centrales nucléaires, qui fonctionnent en base, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau ou les énergies renouvelables, dont le coût marginal de production est très faible, sont sollicitées en premier. Les autres moyens de production, plus réactifs mais aussi plus coûteux, ne sont mis en marche que lors des pointes de consommation.

¹¹⁰ Pour un total inférieur à 1 GW, sous la forme de centrales à cycle combiné gaz et ponctuellement de la conversion d'une tranche charbon en biomasse électrique.

Image n° 3 : ordre d'appel des moyens de production



Source : Cour des comptes

À tout instant, le prix de marché est déterminé en fonction du prix proposé par le dernier moyen de production appelé.

A priori, les opérateurs produisent lorsque leur coût marginal de production est inférieur au prix de marché. Mais un opérateur peut choisir d'écouler son électricité alors que son coût marginal de production est supérieur au prix de marché, notamment lorsque l'arrêt est impossible ou très coûteux (filiale nucléaire). Lorsqu'existent à la fois un tarif garanti et une obligation d'achat comme pour les énergies renouvelables, la décision de production est indépendante des prix de marché. Ces deux situations ont déjà contribué à l'apparition de prix négatifs¹¹¹ qui illustrent des déséquilibres structurels du marché.

¹¹¹ Le 1^{er} et le 2 janvier 2012, puis le 25 décembre 2012 et enfin le 16 juin 2013, la France a connu des événements de prix négatifs. Les événements de 2012 résultent du couplage de marché avec l'Allemagne. Le pic négatif de 2013 découle en revanche d'un surplus de l'offre sur le marché français. Il s'est traduit par un prix de - 200 €/MWh pour une livraison à 5h, 6h et 7h le dimanche 16 juin 2013. Alors que la consommation était faible, la production non flexible a été fortement revue à la hausse la veille, en particulier pour le parc nucléaire (+ 800 MW).

1 - Le renouvellement des concessions hydroélectriques présente un retard important

Les 400 plus grosses infrastructures hydroélectriques, représentant 95 % de la puissance fournie par ce type d'électricité, sont détenues par l'État et données en concession pour l'essentiel à EDF (80 %) et à GDF Suez (17 %), contribuant à la concentration des moyens de production.

La politique publique en faveur de l'hydroélectricité a donné lieu à un référé de la Cour des comptes¹¹² rappelant l'engagement européen pris par la France d'ouvrir cette filière. L'ouverture à la concurrence de concessions hydroélectriques doit respecter des impératifs environnementaux, d'optimisation opérationnelle par vallée, d'équité vis-à-vis des concessionnaires en place et de maintien dans le domaine public de la propriété des ouvrages.

Sous ces conditions, la mise en concurrence des concessions est une occasion unique d'ouvrir le segment de la production alors que l'hydroélectricité a représenté, en 2013, 13,8 % de la production et près de 20 % de la puissance installée¹¹³.

2 - L'intégration sur le marché de l'électricité d'origine renouvelable devient une nécessité pour les technologies matures

Les installations sous obligation d'achat, comme l'éolien terrestre ou le photovoltaïque, vendent leur production à un prix fixe quelles que soient les conditions de marché. Ces filières¹¹⁴ fonctionnent donc indépendamment du prix du marché. Pourtant elles ont un impact sur celui-ci. En effet, les volumes apportés indépendamment de la demande contribuent à peser sur les prix, pouvant conduire à la formation ou au maintien de prix négatifs parce que ces installations ont un poids significatif, tant en puissance qu'en volume de production.

La Cour estime, comme la direction générale de l'énergie et du climat du ministère en charge de l'énergie, que cette situation engendre

¹¹² Cour des comptes, *Référé : Renouvellement des concessions hydroélectriques*. 21 juin 2013, 4 p., disponible sur www.ccomptes.fr

¹¹³ Source : Bilan électrique 2013 établi par RTE.

¹¹⁴ Ces filières ont fait l'objet d'une publication spécifique. Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelables*. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr

un écart croissant entre le coût réel du système, payé par le consommateur, et le prix sur le marché. Elle doit être corrigée conformément aux nouvelles lignes directrices édictées par la Commission européenne¹¹⁵ qui prévoient la fin des tarifs d'achat fixes pour les technologies compétitives.

3 - Les conditions d'un partage des capacités nucléaires ne sont actuellement pas réunies

Dans la filière nucléaire, l'ouverture à la concurrence peut passer par la co-existence de plusieurs opérateurs, comme c'est le cas aux États-Unis, ou par le partage des investissements dans les tranches nucléaires, toutes opérées par un même acteur.

En France, le monopole d'exploitation d'EDF ne paraît aujourd'hui ni remis en cause, ni contesté.

En revanche, le partenariat entre EDF et d'autres opérateurs participant au financement des investissements a déjà été pratiqué. De tels échanges portent sur un volume global équivalent à 2,7 tranches, soit 5 % du parc historique¹¹⁶. Dans ce cas de figure, les partenaires partagent les coûts d'investissement et se voient attribuer des parts correspondantes de production, à un prix permettant de couvrir les coûts d'exploitation supportés par l'opérateur unique.

Les investissements à venir dans les centrales existantes pourraient offrir l'opportunité de nouveaux partages des investissements. Cela permettrait de limiter la charge financière pour chacun des acteurs, tout en leur garantissant un accès direct à des volumes de production de base, sans mécanisme régulé de type ARENH.

Certains concurrents d'EDF ont fait état de leur intérêt pour cette solution. Elle relèverait de la politique de partenariat industriel et financier d'EDF et sa mise en œuvre supposerait une volonté de l'État actionnaire, ainsi qu'un consensus sur une valorisation de l'actif représenté par le parc historique.

¹¹⁵ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, publiées au *Journal officiel de l'Union européenne* le 28 juin 2014.

¹¹⁶ Ces partenariats ont été développés en priorité sur les premières centrales (Fessenheim, Bugey, Tricastin) et sur les têtes de série (Chooz).

4 - Une évolution au détriment des centrales à gaz

Les filières thermiques (essentiellement gaz et charbon) nécessaires pour passer la pointe de consommation sont les plus touchées par la situation actuelle du marché. La faiblesse des prix conduit à les solliciter de moins en moins¹¹⁷, ce qui affecte leur rentabilité et, en conséquence, leur pérennité. La capacité générale du système à faire face aux pics de consommation peut être remise en cause.

Pour ces filières thermiques, le bilan apparaît également contradictoire avec la politique climatique de l'Union européenne. La politique européenne devait conduire à l'abandon progressif du charbon au bénéfice du gaz, plus performant, moins émetteur de gaz à effet de serre et alors moins cher. Mais l'effondrement¹¹⁸ du prix des quotas d'émission de CO₂ et la baisse des prix du charbon ont conduit à inverser le différentiel du coût de production entre les deux filières. La production d'électricité à partir de charbon est repartie à la hausse après un minimum en 2011 et des centrales à gaz neuves ont été mises en arrêt de longue durée.

5 - Les interconnexions favorisent l'ajustement et l'intégration du marché européen

En 2013, la France a affiché un solde exportateur net d'électricité de 47,2 TWh¹¹⁹. Seul le solde bilatéral avec l'Allemagne était négatif, à hauteur de 9,8 TWh.

Les interconnexions entre les réseaux de transport des différents pays frontaliers, sans être un facteur d'ouverture à la concurrence au niveau national, sont à la fois un outil essentiel d'ajustement pour chaque pays¹²⁰ et un outil d'intégration d'un grand marché européen de l'énergie. L'utilisation efficace des interconnexions permet de rapprocher les prix

¹¹⁷ 1 748 h de fonctionnement en moyenne en 2013 à comparer aux 8 760 h que compte une année. Cette durée a reculé de 19,4 % entre 2010 et 2013.

¹¹⁸ Le prix *spot* du CO₂ est passé de 25 €/t en juin 2008 à moins de 5 €/t en juin 2013. Source : CRE, rapport 2013 sur le fonctionnement des marchés de gros.

¹¹⁹ Elle a exporté 79,4 TWh et importé 32,2 TWh.

¹²⁰ Les capacités d'importation, qui représentent 8 à 10 % de la consommation maximale (lors du pic de 102 GW en février 2012), sont indispensables pour passer ces pointes.

entre pays, dans la limite de leur saturation¹²¹. Leur degré de saturation est ainsi un indice de la divergence des prix et donc des politiques énergétiques nationales au sein de l'Union.

D - Le négoce est effectivement ouvert mais structurellement déstabilisé par l'ARENH

1 - Un négoce français limité en volume et peu liquide à long terme

Les activités de négoce se développent, soit via des bourses de l'électricité¹²², soit par contrats bilatéraux avec ou sans intermédiaires. Les marchés organisés concentrent les échanges *spot* tandis que les échanges bilatéraux portent majoritairement sur les produits à terme¹²³. Les volumes livrés représentent trimestriellement entre 50 % et 64 % de la consommation intérieure (données du 1^{er} trimestre 2010 au 3^e trimestre 2013), traduction physique d'un négoce important en particulier pour les gros consommateurs industriels.

Si les échanges sur les marchés ou via un intermédiaire (courtier) sont surveillés par la CRE et se déroulent de façon satisfaisante, en revanche les échanges bilatéraux directs, sans intermédiaire, échappent pour l'instant au contrôle du régulateur. La mise en œuvre d'un dispositif européen permettra, à partir de 2015, une collecte de données systématique sur un segment potentiellement significatif. Sur le marché allemand, par exemple, les échanges non-intermédiés représentent plus du tiers des volumes.

¹²¹ Le couplage de marché journalier par les prix est effectif entre la Belgique, les Pays-Bas et la France depuis 2007. Il a été étendu à l'Allemagne en 2010 et aux pays nordiques, à la Pologne et au Royaume-Uni en 2014.

¹²² EPEX Spot et EEX power derivatives en France, anciennement Powernext.

¹²³ Les produits *spot* concernent l'infra-journalier ou les livraisons pour le lendemain. Les produits à terme considérés sont ceux dont la période de livraison est supérieure ou égale à une semaine (produits hebdomadaires, mensuels, trimestriels ou annuels).

Dès 2007, l'Autorité de la concurrence¹²⁴ notait toutefois que « le marché de gros français souffre d'un manque de liquidité particulièrement sensible pour les transactions à terme et qui tend à s'aggraver à mesure que les échéances concernées s'éloignent dans le temps¹²⁵ ». Les données observables pour 2012 et 2013 ne font pas apparaître de changement de situation. Cette faiblesse révèle un problème structurel et spécifique du marché français¹²⁶.

Deux explications peuvent être avancées : d'une part l'importance des gros opérateurs intégrant production et fourniture comme EDF et GDF-Suez et, d'autre part, la dépendance des fournisseurs alternatifs à l'ARENH.

2 - L'ARENH, dispositif d'économie administrée

Depuis le 1^{er} juillet 2011 les fournisseurs peuvent bénéficier de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix et pour des volumes déterminés par le régulateur.

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Le principe de l'ARENH est simple : ce dispositif doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de bénéficier de l'avantage de compétitivité qui résulte des investissements publics passés dans le parc nucléaire historique. EDF a l'obligation de vendre aux autres fournisseurs qui en font la demande, à un prix fixé par la CRE et sous son contrôle, un volume d'électricité correspondant à leur portefeuille de clientèle et produit par ses centrales nucléaires historiques.

¹²⁴ Autorité de la concurrence, décision du 28 juin 2007

¹²⁵ Toute transaction devient susceptible d'avoir un effet majeur sur les prix, affectant la robustesse du signal-prix. La profondeur de marché, approchée par le volume de transactions, est également affectée passant de 44 000 transactions pour les échanges infra-journaliers du troisième trimestre 2013 à 1 111 pour les échanges dont la maturité est supérieure à un an.

¹²⁶ En 2013, malgré l'importance du marché français en termes de consommation, les volumes échangés sur le marché *spot* sont comparables à ceux échangés aux Pays-Bas. Les volumes échangés sur le marché allemand sont plus de quatre fois supérieurs. Pour les produits à terme, le marché français est encore plus limité, comparable en volume au marché belge jusqu'au premier trimestre 2013. Cette faiblesse est d'autant plus marquée que l'échéance des produits est lointaine.

Le dispositif a été institué par la loi NOME de 2010, pour une période transitoire courant jusqu'à 2025. Le volume global maximal pouvant être cédé par EDF est de 100 TWh par an, soit 25 % de la production nucléaire. Le prix est fixé à 42 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2012.

L'ARENH, parce qu'elle constitue un approvisionnement en électricité avec des volumes sécurisés, constitue donc un produit intéressant pour les fournisseurs alternatifs, pouvant se substituer aux contrats à terme de longue maturité.

Si le principe de l'ARENH est largement consensuel, sa mise en œuvre est plus délicate. Le mécanisme retenu a des impacts majeurs sur le fonctionnement du marché, tant au niveau des volumes échangés et des prix que des comportements des fournisseurs alternatifs :

- la mise en œuvre du mécanisme au troisième trimestre 2011 s'est accompagnée d'une chute de 67 % des volumes négociés à six mois et à un an. Il soustrait donc du marché des volumes importants ;
- par ailleurs, les prix de marché sont affectés par ce mécanisme. À échéance annuelle, ils sont actuellement orientés à la baisse partout en Europe¹²⁷, sauf en France où un plancher a été atteint au niveau de prix de l'ARENH¹²⁸. Les fournisseurs alternatifs n'ont donc pas actuellement la possibilité de construire des offres commerciales attractives en s'approvisionnant sur le marché. Le prix de l'ARENH oriente leurs offres de marché ;
- enfin, la majorité des fournisseurs alternatifs continuant à assurer leur approvisionnement de base avec l'ARENH, ils se trouvent aujourd'hui de fait en situation de dépendance vis-à-vis du dispositif, en contradiction avec l'objectif initial d'autonomisation des nouveaux entrants.

À court terme, des dispositions particulières et concrètes d'adaptation du mécanisme de l'ARENH semblent nécessaires pour améliorer le mécanisme, en particulier sur les points suivants : lisibilité et prévisibilité du prix, règles de garanties bancaires, règles d'allocation des volumes. Ces dispositions ne permettront pas de faire l'économie d'une

¹²⁷ Cette baisse a été amorcée début 2012. En Allemagne, le prix de gros de l'électricité a chuté à 36,1 €/MWh au premier trimestre 2014 pour une échéance annuelle.

¹²⁸ Le prix est resté compris dans une fourchette entre 42,6 et 43,2 €/MWh entre le 2^e trimestre 2013 et le 1^{er} trimestre 2014.

réflexion à plus long terme sur les conditions de dénouement de ce dispositif transitoire.

IV - Une régulation qui reste à dynamiser

La régulation du secteur énergétique repose sur deux acteurs, l'Autorité de la concurrence et la Commission de régulation de l'énergie, sous le contrôle du Conseil d'État qui s'affirme comme un régulateur en dernier ressort, en particulier par de nombreuses annulations de décisions tarifaires.

A - L'Autorité de la concurrence

Le secteur de l'énergie n'a pas été jusqu'à présent une priorité de l'Autorité de la concurrence, compétente pour l'ensemble des secteurs de l'économie. Elle y consacre d'ailleurs des moyens limités (deux rapporteurs). Cette situation pourrait toutefois évoluer, notamment du fait de l'augmentation des saisines.

Depuis 2000, l'Autorité a pris ou émis 35 décisions ou avis dans le secteur de l'énergie, dont certaines, citées *supra*, ont été des jalons importants de l'ouverture du marché.

Les décisions résultent essentiellement (9 cas sur 10) de saisines de fournisseurs alternatifs visant EDF ou une entreprise locale de distribution pour abus de position dominante.

Les avis (14) peuvent résulter de diverses saisines (Gouvernement, commissions parlementaires, collectivités territoriales). Ils ont été l'occasion pour l'Autorité de prendre position sur des aspects stratégiques de l'ouverture des marchés (ARENH, TRV, procédures d'effacement).

Toutefois, l'Autorité peut ne pas être appelée à se prononcer sur des projets ou propositions de loi importants, comme ce fut le cas pour la loi du 15 avril 2013 dite « Brottes »¹²⁹, en l'absence d'obligation de consultation. Son approche, moins technique et moins tournée vers le consensus que celle de la CRE, est complémentaire de celle du régulateur

¹²⁹ Loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

sectoriel. Il serait donc souhaitable que l'Autorité dans de tels cas s'auto-saisisse, comme elle en a la possibilité.

Les décisions relatives aux concentrations ont toutes été favorables (9 autorisations simples et 2 avec réserves).

Enfin, une meilleure coopération entre la CRE et l'Autorité de la concurrence serait opportune. En effet, la CRE n'a jusqu'à présent procédé qu'à huit demandes d'avis et à une saisine pour pratique anti-concurrentielle, qui a d'ailleurs abouti à une sanction pour abus de position dominante. L'importance des questions de concurrence dans le secteur énergétique justifierait une intensification des échanges entre les deux institutions.

L'impact des décisions de l'Autorité et sa pratique de sanctions fortes incitent à penser que son intervention plus active dans le secteur de l'énergie serait complémentaire de celle de la CRE, plus strictement technique, et lui permettrait de jouer un rôle décisif dans le processus d'ouverture.

B - La Commission de régulation de l'énergie

La CRE a été créée par la loi du 10 février 2000, très en amont dans le processus d'ouverture du marché, devant en cela le droit communautaire.

1 - Un régulateur doté de pouvoirs élargis

La CRE a vu les règles de composition de son collège modifiée à quatre reprises (2003, 2006, 2010 et 2013). Ces changements ne sont pas propices à un fonctionnement régulier de l'institution. Une stabilisation apparaît aujourd'hui nécessaire.

Au fur et à mesure des textes, les pouvoirs de la CRE ont été étendus¹³⁰. Ils ont connu un glissement progressif vers une implication de plus en plus active, concrétisé dans la loi NOME de 2010 par le passage de l'émission d'avis à destination des ministres à la prise de décisions

¹³⁰ Alors que les effectifs sont passés de 131 à 129 ETP (équivalent temps plein) de 2009 à 2015.

sous réserve de la possibilité pour les ministres de demander une nouvelle délibération.

Les principales attributions renforcées de la CRE concernent les tarifs :

- les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) depuis 2011 ;

Depuis 2011, la CRE fixe elle-même la méthodologie utilisée pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux. Cette tâche met la CRE à la fois dans une position centrale en raison du poids du TURPE dans les recettes de RTE et ERDF, mais aussi contestée, comme l'a montré l'annulation par le Conseil d'État le 28 novembre 2012 du tarif de la distribution (dit TURPE 3). Cette annulation a ouvert une période de discussions difficiles entre le gestionnaire de réseau de distribution, sa maison mère EDF, les autorités concédantes et le régulateur.

- les tarifs réglementés de vente ;

Alors qu'actuellement les tarifs réglementés sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE, à partir du 8 décembre 2015, le régulateur transmettra aux ministres ses propositions motivées, qui seront réputées acceptées en l'absence d'opposition motivée des ministres dans les trois mois.

- l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) depuis le 8 décembre 2013 ;

Jusqu'au 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH était arrêté par les ministres en charge de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE. Depuis lors, c'est le régulateur qui devrait proposer le tarif, la décision étant réputée acquise dans un délai de trois mois en l'absence d'opposition de l'un des ministres.¹³¹

Cette décision est particulièrement stratégique pour l'avenir de l'ouverture du marché, en raison du rôle déjà souligné de l'ARENH.

¹³¹ Le retard dans la publication du décret méthodologique sur la comptabilisation des coûts à prendre en compte a lui-même retardé la décision sur le nouveau tarif annuel, alors que les fournisseurs alternatifs doivent s'engager sur les volumes auxquels ils souhaitent souscrire.

2 - Une régulation orientée vers la concertation

En 2009, dans son rapport remis au gouvernement relatif à l'organisation du marché de l'électricité, M. Paul Champsaur relevait à propos de la CRE « une forte asymétrie d'information entre le régulateur et le régulé ».

Pour compenser cette situation inévitable en fonction de la taille des entreprises régulées ou concernées par ses décisions et avis, la CRE dispose de divers moyens, outre la qualité de ses propres services :

- le recours systématique à la concertation et à la consultation : ainsi le régulateur pratique une concertation intense avec les acteurs de la filière énergétique, à travers un grand nombre de groupes de travail et de consultations, dans une démarche de recherche de consensus, avec ses délais, parfois dupliquée au niveau des entreprises régulées (notamment RTE) et au niveau européen par l'ACER.
- le recours à l'expertise externe : la CRE recourt régulièrement à des expertises externes nécessaires sur certains sujets. Toutefois la situation budgétaire de la commission limite fortement ses possibilités¹³².

À ce titre, il pourrait être envisagé une extension à tous les secteurs régulés du mécanisme de l'article L. 337-14 du code de l'énergie qui, dans le cadre de l'ARENH, lui permet de mettre à la charge d'EDF certaines dépenses nécessaires pour apprécier le coût de production des centrales.

- la régulation incitative permettant d'encourager les performances des opérateurs de réseaux par des incitations financières, cette pratique les amène à une plus grande transparence dans leur rapport avec le régulateur. Toutefois sa limitation aux gestionnaires de réseau en limite la portée.

3 - Une utilisation encore prudente de ses pouvoirs

Le législateur a doté la CRE de larges pouvoirs. Le code de l'énergie lui attribue en particulier un droit de communication et d'audition très étendu. Elle a par ailleurs accès à la comptabilité des

¹³² De 2011 à 2013, ses dépenses d'expertise sont passées de 882 182 € à 415 934 €.

entreprises du secteur énergétique, ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à sa mission de contrôle.

Ces pouvoirs de contrôle sont accompagnés de pouvoir de sanction des manquements des entreprises régulées. Or, la CRE, contrairement à la plupart de ses homologues européens, n'a jamais appliqué de sanction pécuniaire.

Elle constate pourtant régulièrement des manquements comme par exemple dans son rapport de septembre 2013 sur le respect des codes de bonne conduite par les gestionnaires de réseau.

Jusqu'à présent, conformément à sa démarche de recherche de consensus, la CRE a privilégié l'obtention d'engagements programmés de régularisation par les entreprises concernées.

Cette démarche prudente pouvait se justifier par une difficulté juridique¹³³. Les procédures ont été modifiées par la loi du 15 avril 2013, qui a également doté la CRE de pouvoirs spécifiques de sanction des abus de marché sur les marchés de l'énergie.

La CRE doit donc désormais exercer la plénitude des pouvoirs de sanction dont l'a dotée le législateur. Ce faisant, elle rejoindrait la pratique des autres régulateurs européens : entre 2010 et 2013, les régulateurs allemands, britanniques, italiens et polonais ont régulièrement appliqué des sanctions pouvant atteindre des millions d'euros, avec un maximum de 8,5 M€ pour l'OFGEM britannique.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence est un processus long et non finalisé, dans lequel la France s'est engagée à reculer, en application de directives communautaires successives.

La faible part des ménages ayant opté pour les offres alternatives (moins de 7 % en 2014), même si son augmentation semble s'accroître, montre l'impact jusqu'à présent limité de cette ouverture pour le consommateur final.

¹³³ La décision n° 2011-200 QPC du 2 décembre 2011 du Conseil constitutionnel, Banque populaire Côte d'Azur, a déclaré non conforme à la Constitution les dispositions du code monétaire et financier relatives à la procédure de sanction de la Commission bancaire en ce qu'elles méconnaissaient le principe d'impartialité en ne séparant pas « les fonctions de poursuite des manquements et les fonctions de jugement des mêmes manquements ».

L'architecture générale est en place en termes de réglementation et de régulation. Mais les réalités du marché de l'énergie le font encore largement relever de l'économie administrée, alors que seuls le transport et la distribution de l'électricité constituent des monopoles naturels.

Des pans entiers de la production échappent au marché : les énergies renouvelables, à travers l'obligation d'achat, le nucléaire, par le mécanisme de l'ARENH, ou l'hydroélectricité, dont les concessions tardent à être renouvelées. Dans le même temps, le marché européen de l'énergie dans son ensemble, profondément déstabilisé par plusieurs facteurs (surcapacités, divergences de politique énergétique entre les grands États, arrivée massive sur les réseaux d'énergies renouvelables subventionnées, concurrence du charbon au détriment du gaz, notamment) ne donne plus la visibilité nécessaire aux industriels pour déterminer leur politique d'investissement à long terme.

Ne pouvant rentabiliser des investissements de production, et face à un marché du négoce faible en volume et peu liquide à long terme, les fournisseurs alternatifs ont longtemps été pris dans un « ciseau tarifaire » qui a limité leur capacité à présenter des offres attractives.

À ce titre, le développement des compteurs communicants pourrait constituer une opportunité, tant pour l'ouverture du marché grâce à des offres commerciales innovantes, que pour la maîtrise de l'énergie.

Ainsi, la Cour formule les recommandations suivantes :

- 1. stabiliser le cadre juridique en mettant effectivement en œuvre les dernières dispositions issues de la loi de 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (notamment la réforme des tarifs réglementés) selon le calendrier prévu, de manière à assurer à tous les acteurs du marché la visibilité nécessaire ;*
- 2. renforcer la légitimité de la CRE en stabilisant la composition de son collège, en confortant ses prérogatives de proposition, de consultation et de décision, et en l'incitant à utiliser pleinement ses pouvoirs de sanction ;*
- 3. recentrer et dynamiser l'information publique vers les particuliers sur l'ouverture à la concurrence ;*
- 4. renforcer la séparation des activités régulées de distribution d'électricité et les activités ouvertes à la concurrence en accroissant significativement l'indépendance de gestion d'ERDF par rapport à l'opérateur historique ;*

5. *mener à terme les initiatives déjà engagées visant à lever les obstacles à l'ouverture du segment de la production en renouvelant les concessions hydroélectriques et en faisant évoluer la politique de soutien aux énergies renouvelables ;*
 6. *engager dès maintenant la réflexion sur l'avenir du mécanisme de l'ARENH ;*
 7. *veiller à ce que les nouveaux dispositifs en cours de déploiement n'induisent pas de distorsion de concurrence (marchés de capacité et compteurs communicants) et dans le cas du projet Linky, permettent à tous les fournisseurs de développer des offres commerciales ciblées en fonction des profils de consommation.*
-

Réponses

Réponse de la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	196
Réponse commune du ministre des finances et des comptes publics et du secrétaire d'état chargé du budget	200
Réponse du ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique	200
Réponse du président de l'autorité de la concurrence.....	202
Réponse du président de la commission de régulation de l'énergie	202
Réponse du médiateur national de l'énergie	205
Réponse du président d'Électricité de France.....	207
Réponse du président du directoire de Réseau de transport d'électricité	211
Réponse du président d'Électricité réseau distribution de France	211
Réponse du président-directeur général de GDF Suez	214
Réponse du président de Direct Énergie	218

RÉPONSE DE LA MINISTRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

Je remercie la Cour pour cette analyse détaillée sur ce sujet important pour les consommateurs. Si je souscris globalement à ses constats, je souhaiterais néanmoins apporter les précisions suivantes :

1- Beaucoup a été fait pour garantir une ouverture à la concurrence effective, avec le souci de la protection des intérêts des consommateurs. Ainsi, en dépit parfois d'une certaine « complexité » et des « délais de mise en œuvre » pointés par la Cour, il me semble important de souligner que le cadre réglementaire en vigueur (accès régulé à l'électricité nucléaire historique, réforme des tarifs réglementés de vente achevée en octobre 2014) permet désormais de supprimer le « ciseau tarifaire » auxquels étaient exposés par le passé les fournisseurs alternatifs, tout en limitant l'exposition des consommateurs à la volatilité des prix de l'énergie.

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet de donner accès aux fournisseurs alternatifs à l'électricité nucléaire d'EDF à son coût de revient. Il garantit ainsi au consommateur français de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique, quel que soit son fournisseur.

La nouvelle construction des tarifs réglementés reflète strictement l'empilement des coûts d'un fournisseur d'électricité : ainsi elle protège le consommateur contre une augmentation trop rapide des prix de l'électricité, tout en permettant de garantir l'absence de « ciseau tarifaire », puisque les tarifs calculés par empilement correspondent aux coûts d'un opérateur qui s'approvisionnerait à l'ARENH et au prix du marché. S'agissant de la préoccupation exprimée par la Cour relative à la couverture des coûts comptables de production, il convient de souligner que la Commission de régulation de l'énergie (CRE), dans sa délibération du 30 octobre sur le dernier mouvement tarifaire confirme que « les coûts comptables de fourniture hors rémunération exposés par EDF et analysés dans le cadre de son Rapport 2014 sont toujours couverts par le mouvement tarifaire envisagé. Elle relève que ce mouvement occasionne une diminution de la rémunération d'EDF "de l'ordre d'un tiers ». Le principe de couverture des coûts n'est donc aucunement remis en cause.

2- L'ARENH joue un rôle essentiel pour le développement de la concurrence en France, son principe me semble aujourd'hui faire consensus, même s'il peut y avoir des discussions sur le niveau de son prix ou les modalités de cession aux fournisseurs alternatifs. L'effet de

l'ARENH sur la liquidité du marché de l'électricité en France me semble devoir être relativisé (celle-ci a d'ailleurs tendance à s'améliorer), tout comme l'éventuelle influence de l'ARENH sur le niveau des prix de marché, qui n'est pas démontrée, et fait actuellement l'objet de travaux d'analyse de la CRE.

La méthodologie de fixation du prix de l'ARENH a fait l'objet d'une consultation large des acteurs en 2014. Elle a été transmise à la Commission européenne pour approbation, conformément aux engagements pris par la France en 2012. Le décret sera ensuite publié dans les délais les plus brefs. Par ailleurs, comme le recommande la Cour, ce décret introduira un certain nombre d'aménagements techniques demandés par les acteurs, et qui ont fait l'objet d'une consultation. S'agissant de la réflexion sur l'avenir de l'ARENH, que la Cour appelle de ses vœux, notamment l'après-2025, celle-ci sera engagée l'an prochain dans le cadre de l'évaluation du dispositif prévue par l'article L. 336-8 du Code de l'énergie.

3- La Cour regrette l'insuffisante information des consommateurs sur l'ouverture à la concurrence. Les résultats du « baromètre énergie-info » montre à tout le moins que le travail de pédagogie doit se poursuivre. Celui-ci repose aujourd'hui pour l'essentiel sur le site énergie-info, géré par le Médiateur national de l'énergie, ainsi que des programmes courts à la télévision et à la radio en partenariat avec l'institut national de la consommation. Le site énergie-info a vu sa fréquentation croître sensiblement (près de 1 million de visites en 2013). Dans un contexte budgétaire contraint, l'enjeu est désormais de démultiplier son audience, en s'appuyant sur des sites à plus fort trafic. Ainsi, des partenariats ont été noués, notamment avec certaines associations de consommateurs, leur permettant de proposer sur leur propre site les services du comparateur d'offres.

Par ailleurs, afin de renforcer l'information des consommateurs sur le Médiateur national de l'énergie, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit une information systématique des consommateurs dans le cadre des réponses des fournisseurs aux courriers de réclamation.

4- Le déploiement des compteurs communicants, qui représente une véritable opportunité pour les consommateurs en simplifiant leur vie quotidienne et en leur permettant de mieux maîtriser leur consommation, contribuera également au renforcement de la concurrence, en permettant une plus grande différenciation des offres.

La Cour des comptes indique à cet égard que le succès du projet Linky reste suspendu à des perspectives financières fragiles. Si effectivement la valeur actualisée nette du projet n'est que légèrement positive, il convient de relativiser cet indicateur, dans la mesure où ERDF est une entreprise régulée par la CRE ; dès lors, le cadre tarifaire établi par la CRE garantit que les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont couverts.

Concernant la stabilité du cadre tarifaire, il convient de noter que, conformément à la demande du distributeur, et afin de lui donner de la visibilité compte tenu du montant exceptionnel d'investissement et des délais de déploiement, la CRE a établi un cadre tarifaire spécifique pour toute la durée du projet, soit environ 20 ans. Le cadre adopté par la CRE devrait permettre par ailleurs d'inciter ERDF à maîtriser les coûts d'investissements et à garantir le niveau de performance attendu.

5- S'agissant de l'indépendance d'ERDF vis-à-vis de sa maison-mère, il convient de rappeler que la situation du gestionnaire de réseau de transport (GRT) et des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) n'a pas été traitée de manière homogène par la législation européenne, compte tenu de leurs missions respectives.

Les GRD sont soumis à un régime plus proche du droit commun des sociétés et, par voie de conséquence, à des obligations d'indépendance moins contraignantes vis-à-vis de leur société-mère, que celles imposées au GRT ; on notera par exemple qu'il n'existe pas de procédure de certification pour les GRD. Quoi qu'il en soit, il n'a pas été constaté de pratiques discriminatoires systématiques vis-à-vis des différentes catégories d'utilisateurs de réseaux.

S'agissant de la question de la « confusion d'image » avec la maison-mère (logo, appellation), ERDF devrait prochainement formuler, à la demande de la CRE, des propositions pour respecter pleinement les obligations fixées par les directives.

Par ailleurs, pour répondre à la question du respect des trajectoires d'investissement, dans le contexte du rétablissement de la qualité de l'électricité et de l'intégration au réseau des énergies renouvelables, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, tel qu'adopté par l'Assemblée nationale, a institué un « comité du système de distribution publique d'électricité » chargé d'examiner, en particulier, la politique d'investissement d'ERDF et de formuler des avis sur les décisions prises en la matière. D'autre part, un représentant des autorités organisatrices de la distribution siègera désormais au conseil de surveillance de la société.

6- Conformément aux recommandations de la Cour, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte comprend plusieurs dispositions visant à améliorer le cadre du programme de renouvellement des concessions hydroélectriques engagé en 2010.

Le regroupement des concessions d'une même chaîne hydraulique est en effet prévu par le projet de loi. Il permettra de garantir la gestion coordonnée d'une chaîne d'ouvrages par un même concessionnaire et ainsi d'optimiser l'exploitation des concessions, tant au plan économique qu'énergétique et environnemental. L'alignement des dates d'échéance des contrats par la méthode dite « des barycentres », garantira l'équilibre économique pour les concessionnaires en place et donc l'absence d'indemnité d'éviction importante à verser par le futur concessionnaire.

Le projet de loi introduit aussi la possibilité de créer des sociétés d'économie mixte hydroélectriques, qui permettront de répondre au souhait des acteurs locaux d'une participation plus grande des pouvoirs publics à la gestion de la concession.

Combinées à d'autres dispositions de modernisation du droit des concessions hydroélectriques, ces mesures participeront à la mise en place d'un programme de renouvellement plus cohérent, prenant mieux en compte les enjeux d'optimisation énergétique et de préservation des milieux aquatiques, ainsi que les inquiétudes et attentes des parties prenantes.

7- Je partage par ailleurs, pour l'essentiel, les recommandations de la Cour visant à une évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, afin de garantir leur meilleure intégration dans le marché. Ainsi, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la mise en place d'un nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables électriques qui permettra d'attribuer aux producteurs d'énergie renouvelable une prime en complément de la rémunération tirée de la vente de l'électricité sur le marché. La mise en place de ce mécanisme contribuera à une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité en exposant les producteurs aux signaux prix de court terme et en les sensibilisant aux enjeux liés au fonctionnement du marché, étape nécessaire à la poursuite de leur développement. Ce mécanisme devrait permettre de résorber les distorsions introduites par les mécanismes de type tarif d'achat garanti, notamment la formation de prix négatifs.

8- Enfin, la Cour suggère, compte tenu de l'accroissement des missions de la CRE et du nombre de documents communiqués dans le cadre de ses contrôles, de lui donner la possibilité de faire contrôler, aux

frais des entreprises, les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions. Cette disposition figure dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, tel qu'adopté par l'Assemblée nationale.

**RÉPONSE COMMUNE DU MINISTRE DES FINANCES ET DES
COMPTES PUBLICS ET DU SECRÉTAIRE D'ÉTAT CHARGÉ DU
BUDGET**

Nous souscrivons pleinement à vos recommandations visant à consolider l'ouverture des marchés, notamment en stabilisant le cadre juridique issu de la loi de 2010.

Néanmoins vos recommandations n'appellent pas de remarque particulière de notre part.

**RÉPONSE DU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DE L'INDUSTRIE
ET DU NUMÉRIQUE**

Je tiens tout d'abord à saluer la qualité du travail réalisé par la Cour, à la fois en termes d'analyse des caractéristiques du marché de l'électricité et de propositions d'améliorations dont il pourrait faire l'objet.

Votre rapport met en évidence le fort degré de concentration du marché de la fourniture d'électricité. Sans remettre en cause ce constat, qui me paraît bien étayé, j'aimerais apporter les nuances suivantes :

- Comme vous le notez vous-même, ce constat est relativement moins vrai pour l'industrie que pour les ménages : en juin 2014, 30% de la consommation énergétique des grands sites industriels est assurée par des offres de marché de fournisseurs alternatifs. La suppression des tarifs réglementés pour les clients industriels au 1^{er} janvier 2016 devrait par ailleurs contribuer à augmenter cette part.

- Concernant les ménages, s'il est vrai que la part de marché des fournisseurs alternatifs reste modeste, l'existence d'un « ciseau tarifaire » n'apparaît plus aujourd'hui évidente. La Commission de Régulation de l'Énergie estime ainsi, dans son avis du 30 octobre 2014 sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, que « l'évolution envisagée hors rattrapage tarifaire [pour les tarifs bleus et jaunes] permet d'atteindre la contestabilité tarifaire en

moyenne ». Notons que, du point de vue de la concurrence sur le marché de la fourniture, l'existence ou non d'un ciseau tarifaire doit être appréciée en comparant le tarif réglementé avec le coût d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs et non le coût de production d'EDF : du fait de la situation de surcapacités actuelle, qui se traduit par un prix de marché de l'électricité bas, les fournisseurs alternatifs peuvent aujourd'hui proposer des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés, sans pour autant que ces derniers ne couvrent le coût de production d'EDF.

- Les premiers effets de cette résorption du ciseau tarifaire sont d'ailleurs perceptibles, la part de marché des fournisseurs alternatifs dans le résidentiel ayant progressé de respectivement 5,5 % et 4,9 % aux 1^{er} et 2^e trimestres 2014.

Sous réserve d'expertise plus approfondie, un grand nombre de vos recommandations me semblent devoir être suivies. Certaines sont déjà en cours de mise en œuvre par le gouvernement dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour une croissance verte, notamment :

- la réforme des tarifs réglementés : par anticipation du délai fixé au 1^{er} janvier 2016 par la loi de 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, les tarifs seront désormais déterminés suivant une méthode « d'empilement des coûts » (article 41 du projet de loi), qui garantit que, quel que soit le prix de marché de l'électricité, les fournisseurs alternatifs pourront proposer des offres compétitives ;

- le renouvellement par voie de concurrence des concessions hydroélectriques, prévu par l'article 29 du projet de loi ;

- l'évolution de la politique de soutien aux énergies renouvelables : l'article 23 du projet de loi introduit la possibilité de soutenir les installations de production d'électricité d'origine renouvelable par le biais d'un « complément de rémunération », qui s'ajoutera au produit de la vente de l'électricité sur le marché. Ce nouveau mode de soutien permettra de mieux intégrer cette production au marché.

Soyez assuré qu'au-delà de ces mesures déjà décidées, le gouvernement prendra toutes les dispositions nécessaires pour que la concurrence, sur le marché de l'électricité comme dans le reste de l'économie, puisse pleinement s'exercer, au bénéfice de la compétitivité des entreprises et du pouvoir d'achat des ménages.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE L'AUTORITÉ DE LA CONCURRENCE

Le document n'appelle pas de nouvelles observations de la part de l'Autorité de la concurrence. Par conséquent, je vous informe que je ne souhaite pas apporter de réponse au rapport.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

La Commission de régulation de l'énergie partage une large part des conclusions et des recommandations du rapport de la Cour des comptes. Le document appelle toutefois les observations suivantes.

Le rapport ne traite pas des 160 entreprises locales de distribution qui, lorsqu'elles ont moins de 100.000 clients, n'ont pas l'obligation de différencier l'activité de fourniture et l'activité de gestionnaire de réseaux.

Le rapport indique que « Les TRV restent donc prédominants chez les particuliers et les petites entreprises tandis que les offres de marché se différencient peu. Il en va de même pour les TRV vert et jaune, dédiés aux consommateurs industriels ». C'est inexact, notamment s'agissant des grands sites non résidentiels (>250kW), qui correspondent pour l'essentiel au périmètre du tarif vert, pour lesquels les TRV ne sont plus prédominants (cf. observatoire des marchés de détail du 4^{ème} trimestre 2014 : les TRV ne représentent plus que 41 % des volumes pour ces clients).

Par ailleurs, il note que « Ces deux évolutions [TRV par empilement et fixation par la CRE] permettent de rendre plus rationnelle l'évolution des TRV et de reconnaître ainsi qu'il est d'abord nécessaire que ces TRV couvrent la totalité des coûts de production. La distorsion de concurrence alimentée par un tarif bleu inférieur au coût complet du service devrait alors être résorbée ; la compétition entre fournisseurs pourra s'exprimer sur ce segment de marché et le TRV enverra un signal économique approprié au consommateur, conforme à la vérité des coûts».

Il conviendrait de préciser dans cette phrase quels sont les coûts de production visés. En effet, la construction tarifaire par empilement ne garantit pas la couverture des coûts comptables de production d'EDF. Elle garantit, sous certaines hypothèses, la couverture des coûts

d'approvisionnement d'un opérateur alternatif, principalement caractérisé par le recours à l'ARENH et au marché de l'énergie (+ marché de capacité, coûts commerciaux,...). Par construction, cette méthodologie résorbe le ciseau tarifaire. Elle établit, en outre, une vérité des prix et non des coûts (elle n'exclut pas un décalage entre le prix sur les marchés de gros et la réalité des coûts de production).

Concernant « La diversité future des offres commerciales exige toutefois que les fournisseurs disposent tous d'un niveau d'information comparable... », l'apport de Linky pour le développement de nouvelles offres vient de la possibilité pour les fournisseurs d'utiliser 10 index différents sur 11 plages horaires définies indépendamment des grilles tarifaires du TURPE. Actuellement, les fournisseurs sont contraints par les structures horosaisonnnières des compteurs, basées sur les tarifs réglementés de vente (base, heures pleines/heures creuses, tempo). Il appartiendra à ERDF de s'assurer de la mise en œuvre des systèmes d'information nécessaires pour que les fournisseurs, alternatifs et historique, puissent utiliser toutes les potentialités des compteurs évolués pour construire de nouvelles offres.

Par ailleurs, au-delà de Linky, il existe également un enjeu important autour du déploiement des compteurs évolués sur le segment des clients en basse tension supérieure à 36 kVA et en HTA, qui sont concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente.

S'agissant de la part de marché des principaux acteurs dans la fourniture, il y aurait lieu d'analyser la situation concurrentielle allemande à l'aune de la régionalisation et notamment de l'existence de nombreuses entreprises locales de distribution de taille significative, fournisseurs historiques dans leurs zones de desserte.

Le rapport indique par ailleurs que « la concentration est enfin renforcée par le dispositif d'obligation d'achat lié aux filières renouvelables. Ce dispositif centralise des volumes supplémentaires aux mains d'EDF sans les faire passer par un marché ouvert. » Dans le cadre de sa mission relative au calcul du coût évité par les fournisseurs historiques du fait de l'obligation d'achat, la CRE a lancé le 9 septembre 2014 une consultation des acteurs sur une évolution de la gestion des volumes d'obligation d'achat pour tenir compte de leur imprévisibilité. L'évolution proposée consiste en la création d'un périmètre dédié à l'obligation d'achat avec une commercialisation de la plus grosse partie des volumes sur les marchés. Les derniers travaux sont en cours et le collège devrait délibérer sur ce projet à la mi-décembre.

Il relève également que « les fournisseurs alternatifs n'ont donc pas actuellement la possibilité de construire des offres commerciales attractives... ». Les fournisseurs alternatifs n'ont manifestement pas la possibilité de pratiquer des remises comparables à celles proposées sur le marché de détail du gaz naturel. Mais la construction par empilement devrait désormais garantir la contestabilité des TRV. Certaines offres sont proposées à des prix inférieurs aux TRV.

La Cour indique que « les fournisseurs alternatifs (...) se trouvent de fait en situation de dépendance vis-à-vis du dispositif, en contradiction avec l'objectif initial... » Il est difficile de se prononcer aujourd'hui sur l'atteinte de l'objectif, s'agissant d'un dispositif qui a vocation à accompagner l'ouverture des marchés jusqu'en 2025 au moins, d'autant que l'on voit mal les fournisseurs, quels qu'ils soient, réaliser des investissements de production concurrentiels dans le contexte énergétique par ailleurs décrit par le rapport. Le problème de la concurrence sur le marché de la production n'est pas tant lié à l'ARENH qu'à l'absence de besoin de nouvelles capacités (ou même de renouvellement) à un horizon proche, dans un contexte marqué par une stagnation de la demande et par des subventions à la production hors marché.

Enfin, la Cour note que les concertations et consultations de la CRE sont parfois dupliquées au niveau des entreprises régulées (notamment RTE) et au niveau européen par l'ACER.

Or entre 2009 et 2012, si de nombreuses consultations menées par l'ACER et le CEER ont été relayées par la CRE, la CRE n'a elle-même mené qu'une seule consultation sur les interconnexions électriques : celle du 19 juin 2012 relative à l'accès explicite à la capacité d'interconnexion électrique en infra-journalier.

RÉPONSE DU MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le médiateur national de l'énergie (MNE) partage le constat de la Cour suivant lequel les consommateurs domestiques d'électricité sont encore peu informés sur l'ouverture à la concurrence (53 % seulement connaissent leur droit à changer de fournisseur en 2013)¹³⁴.

Même si ce niveau d'information peut être jugé décevant, la Cour aurait pu relever qu'en six ans, ce taux a tout de même progressé de 18 points (il était de 35 % en 2007).

En outre et surtout, le médiateur ne souscrit pas aux conclusions de la Cour lui attribuant la responsabilité principale de ce faible niveau d'information.

Dans le cadre de sa mission légale de « participer à l'information des consommateurs sur leurs droits », le médiateur national de l'énergie met en œuvre des actions de communication (partenariat avec l'INC notamment) et propose aux consommateurs d'électricité différents services d'information (site internet avec un comparateur d'offres, centre d'appels). Ces actions sont bien sûr perfectibles, mais elles ne sauraient se substituer aux actions de communication des pouvoirs publics et des fournisseurs concernés, qui consacrent, s'agissant de ces derniers, des budgets plusieurs centaines de fois supérieurs à ceux dont le médiateur dispose.

La Cour semble d'ailleurs se contredire à ce sujet, indiquant à la première ligne de ce paragraphe que « l'information des consommateurs relève, pour une part essentielle, du médiateur national de l'énergie », tout en soulignant plus loin que « l'amélioration de l'information viendra d'abord de la politique de communication des fournisseurs ».

En outre, il convient de souligner que les actions d'information et de communication, quel qu'en soit l'émetteur, ne sauraient pallier le manque d'attractivité, pour la majorité des consommateurs, des offres alternatives d'électricité : l'avantage financier à changer de fournisseur

¹³⁴ Pour illustrer son propos, la Cour donne une autre statistique qui en revanche fausse. Elle indique que « 72 % [des consommateurs] pensent encore qu'EDF et GDF SUEZ sont une même entreprise ». Cette affirmation relève d'une extrapolation hâtive des résultats d'une enquête publiée par le médiateur. Le baromètre énergie –info de 2013 indique en effet que « Seulement 28 % (- 4 points par rapport à 2012) des foyers interrogés savent en effet qu'il s'agit de deux entreprises différentes et concurrentes, 29 % croyant qu'elles ne forment qu'une seule et même entreprise (stable) et 37 % qu'elles sont différentes mais non concurrentes (+ 6%). »

est en effet au maximum de - 4% (30 euros par an sur une facture moyenne de l'ordre de 700 euros, le chiffre de 386 euros du rapport de la Cour est incohérent avec la consommation moyenne d'un site résidentiel qui est de 4,92 MWh selon le dernier observatoire trimestriel de la CRE¹³⁵). On est très loin des perspectives d'économie de 50 % ou plus constatées dans d'autres secteurs libéralisés comme les télécoms ou le transport aérien et qui ont suscité chez les consommateurs un réel engouement.

Enfin, le médiateur estime que les conclusions négatives tirées de son taux de notoriété (25 % en 2013 et non 23 % comme indiqué par la Cour, valeur de 2012) ou de son taux de recevabilité des saisines (24 %) traduisent un point de vue extrêmement réducteur, à défaut d'une grave méconnaissance du principe de la médiation et des textes législatifs et réglementaires qui encadrent l'action du médiateur national de l'énergie. Un taux de recevabilité de 24 % est en outre tout à fait dans la norme des systèmes de médiation similaires en France et à l'étranger ; il ne faudrait d'ailleurs pas considérer que les 76 % de dossiers non recevables ne sont pas traités, car ils font l'objet d'interventions auprès des opérateurs et de réponses personnalisées permettant au requérant de revenir vers le médiateur très simplement pour une instruction approfondie, une fois les conditions de recevabilité réglementaires réunies. Par ailleurs, un taux de notoriété ne saurait s'apprécier dans l'absolu mais de façon comparée avec d'autres institutions similaires. La Cour ne donne aucun argument permettant de considérer qu'un taux de notoriété de 25 % auprès du grand public est faible pour une institution publique créée ex nihilo il y a moins de 6 ans ou pour un dispositif de médiation dans le secteur de la consommation.

Enfin, s'agissant du prétendu refus de collaboration avec les médiateurs d'EDF et de GDF SUEZ, il vaudrait mieux analyser les textes fondateurs respectifs et surtout l'attitude des uns et des autres. Ceci valant d'ailleurs pour le passé et n'augurant pas de l'avenir.

¹³⁵ Deuxième trimestre 2014

RÉPONSE DU PRÉSIDENT D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Il me paraît en premier lieu important de souligner les conditions dans lesquelles le marché français de l'électricité a été ouvert à la concurrence.

Dans le demi-siècle précédent cette ouverture, la France a fait le choix d'investir, par l'intermédiaire d'EDF, dans un vaste parc de production, hydraulique et nucléaire essentiellement, pour assurer l'indépendance de son approvisionnement en électricité. EDF a réalisé cet investissement et a exploité ce parc de production en toute sûreté, en maîtrisant les coûts, et a répercuté les fruits de cette performance aux consommateurs finals français, résidentiels comme entreprises, qui ont bénéficié d'une électricité non émettrice de gaz à effet de serre et compétitive, l'une des moins chère d'Europe.

Au moment de l'ouverture des marchés européens, la France s'est trouvée confortée au défi de permettre une ouverture effective du marché à la concurrence tout en garantissant que le consommateur français puisse bénéficier durablement de cette compétitivité.

La solution adoptée par la loi NOME a été de continuer de confier la gestion du parc de production nucléaire historique à l'opérateur de service public qui l'avait développé avec succès et de donner aux autres fournisseurs accès à cette ressource « dans des conditions économiques équivalentes ».

C'est l'objet de l'Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) qui permet à tous les consommateurs français de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique : tous les consommateurs finals en France, qu'ils bénéficient du tarif réglementé de vente ou qu'ils souscrivent une offre de marché chez EDF ou un de ses concurrents, peuvent bénéficier d'une fourniture d'énergie dont le prix est largement dirigé par le prix réglementé de l'ARENH (en moyenne pour 75 % de la fourniture). Ce prix constitue d'ailleurs un plafond pour les fournisseurs concurrents d'EDF puisqu'ils peuvent choisir de s'approvisionner aux conditions de marché dans le cas où ces dernières seraient plus favorables que celles de l'ARENH.

Comme le constate la Cour, cette ouverture s'est traduite par un développement important des parts de marché des concurrents d'EDF sur le segment des grandes entreprises tandis que les clients particuliers restent en grande majorité fournis par EDF, notamment au tarif réglementé de vente.

À cet égard, il importe tout d'abord de relever, comme l'indiquent les analyses de la Commission de régulation de l'énergie, que le tarif bleu résidentiel n'est contestable, en moyenne, que depuis le mouvement tarifaire de 2013 et que le nombre de clients quittant le tarif s'est accru depuis cette date.

Par ailleurs, la faible différenciation des prix de vente offerts aux consommateurs contribue sans aucun doute au manque d'appétence des consommateurs résidentiels pour un changement de fournisseur. Il ne faut cependant pas voir là l'effet d'une défaillance ou d'un inachèvement de l'ouverture du marché mais le reflet des fondamentaux technico-économiques d'un secteur dans lequel la concurrence s'exerce sur une part très modeste du montant de la facture TTC acquittée par le consommateur.

En effet, les fournisseurs construisent leurs offres de vente aux clients finals en additionnant des coûts de l'énergie similaires (rigoureusement identiques pour tous s'agissant des achats d'ARENH à prix réglementé et très proches s'agissant des achats réalisés sur le marché de gros dont les prix s'imposent à tous), des coûts commerciaux qui peuvent les différencier, le tarif d'acheminement et les taxes qui sont identiques d'un fournisseur à l'autre.

Une meilleure information des consommateurs, notamment résidentiels, est sans doute souhaitable comme le souligne la Cour, mais dans les conditions de faible différenciation des prix décrites précédemment, il n'est pas sûr qu'elle suffise à modifier rapidement leur comportement.

Je souhaite également souligner que, dès lors que le processus d'ouverture du marché a été lancé, EDF s'y est totalement engagé et a mis en œuvre les réformes adoptées au rythme demandé par les pouvoirs publics.

Il s'agit non seulement des adaptations aux diverses lois qui ont successivement modifié les conditions dans lesquelles l'entreprise exerce son activité mais surtout des transformations structurelles opérationnelles, organisationnelles, juridiques, qu'EDF a dû réaliser pour transformer un établissement public à caractère industriel et commercial en un groupe international en concurrence.

Ces réformes lourdes se sont traduites par la création du gestionnaire de réseau de transport RTE, puis par celle du gestionnaire de réseau de distribution ERDF, auxquels revient la mission essentielle de garantir, dans le cadre de l'ouverture du marché à la concurrence, l'accès non discriminatoire aux réseaux de tous les utilisateurs.

Dès juillet 2000, le gestionnaire du réseau de transport, RTE, a été érigé en entité autonome. Il est devenu filiale de plein exercice en septembre 2005. ERDF, distributeur national, devenu également filiale de plein exercice à partir du 1^{er} janvier 2008, a accompli pour sa part des efforts continus et maîtrisés pour fluidifier et faciliter l'accès de tous les utilisateurs au réseau public de distribution en toute indépendance et tout en maintenant un service de qualité élevée.

La Cour évoquant le sujet de l'indépendance de ERDF, je me dois de rappeler à ce propos que si les règles applicables à ERDF sont différentes de celles qui s'imposent à RTE, cela n'est pas dû à un choix de gouvernance d'EDF, leur actionnaire commun, mais au choix des législateurs européen et français qui ont estimé que l'indépendance des gestionnaires de réseau ne devait pas être établie selon des modalités identiques pour le transport et pour la distribution.

Le code de l'énergie, qui transpose la Directive 2009/72, impose, aux termes de son article L. 111-61, qu'ERDF « assure l'exploitation, l'entretien et (...) le développement des réseaux de distribution d'électricité de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité », afin de garantir aux utilisateurs un accès objectif, transparent et non discriminatoire aux réseaux publics de distribution. Ces conditions d'accès au réseau sont impératives pour le bon fonctionnement du marché, mais il n'apparaît aucunement nécessaire d'envisager une séparation plus poussée des gestionnaires de réseau de distribution pour les satisfaire.

EDF a répondu présent à chacune des grandes échéances qui ont rythmé l'ouverture depuis 1996. Des dizaines de milliers de salariés du Groupe ont vu leur métier évoluer. Des systèmes d'information traitant plusieurs dizaines de millions de clients ont été séparés et restructurés dans des délais très contraints. Cet investissement, coûteux, réalisé pour permettre le développement de la concurrence tout en maintenant la qualité de l'exercice des missions de service public confiées au Groupe EDF et alors même que les tarifs réglementés de vente baissaient en monnaie constante, mérite d'être souligné.

Je voudrais, en conclusion, souligner, au-delà du bon fonctionnement de la concurrence, plusieurs facteurs sur lesquels les politiques publiques jouent un rôle majeur, et qui me semblent déterminants pour l'avenir du secteur électrique et pour sa compétitivité au bénéfice du consommateur.

Le premier est le niveau actuellement bas des prix de gros de l'électricité. Il s'explique par la crise économique qui continue à peser

sur le niveau de la demande et par le niveau relativement atone du prix des combustibles fossiles mais aussi par deux facteurs qui résultent directement des politiques publiques : des prix de marché du CO2 bas du fait de quotas abondants et un développement des énergies renouvelables, du fait de subventions massives, plus rapide que les besoins d'énergie qui contribue à entretenir une situation d'offre d'énergie surabondante.

Cette situation affecte profondément la capacité des électriciens européens à faire face dans les années à venir aux enjeux de renouvellement de l'appareil de production et occasionne des surcoûts. Il semble donc déterminant de rechercher une plus grande cohérence et une plus grande lisibilité dans les objectifs et dans le pilotage de ces deux facteurs de politique publique.

Le soutien aux renouvelables affecte également les factures des consommateurs partout en Europe ; en France, la contribution payée par les consommateurs d'électricité (la contribution au service public de l'électricité – CSPE) qui finance ce soutien est de loin le premier facteur d'augmentation des factures d'électricité des cinq dernières années. Le coût de ce soutien doit être mieux maîtrisé. Son financement devrait être mutualisé entre toutes les énergies, ainsi que celui de l'ensemble des missions de service public, comme la Cour l'a d'ailleurs déjà recommandée dans son rapport de 2012. L'électricité qui est l'énergie la moins carbonée est un vecteur de la transition énergétique et ne devrait pas se trouver pénalisée par une fiscalité déséquilibrée. Cette mesure concourrait de plus aux objectifs d'indépendance énergétique et d'amélioration de la balance commerciale de la France.

Enfin, pour que les consommateurs puissent bénéficier dans la durée de la compétitivité du nucléaire historique, il est nécessaire qu'EDF dispose des ressources permettant de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation du parc de centrales qui doit faire l'objet d'un programme industriel d'envergure. Ceci requiert de faire évoluer le prix de l'ARENH vers un niveau suffisant, très supérieur à son niveau actuel de 42 €/MWh. Ce niveau est en effet sans lien avec le coût économique du parc nucléaire historique, qu'EDF situe à 55 €/MWh en moyenne sur les dix ans qui viennent et que la Cour a évalué, dans son dernier rapport sur le coût du nucléaire, à un niveau comparable. Sans augmentation suffisante de l'ARENH, les équilibres financiers d'EDF seraient dégradés, comme a pu le souligner la Commission de régulation de l'énergie dans son dernier rapport relatif aux tarifs réglementés de vente, EDF serait dans l'incapacité de concourir au financement de la transition énergétique, et il ne pourrait y avoir de maintien dans la durée

de l'avantage que représente le parc nucléaire historique pour les consommateurs finals français.

Continuer de délivrer aux consommateurs français une électricité compétitive et de qualité est un défi majeur pour le secteur électrique. Un bon fonctionnement concurrentiel du marché est sans aucun doute un des facteurs qui y contribuera. EDF est pleinement mobilisée pour apporter son concours à cet objectif de performance au bénéfice de l'économie nationale.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU DIRECTOIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Ce document n'appelle pas d'observation en ce qui me concerne.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT D'ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION DE FRANCE

La neutralité et la non-discrimination entre les acteurs du marché sont consubstantielles à la mission du gestionnaire du réseau public de distribution, acteur régulé au service du marché.

Comme la Cour le souligne, la construction d'ERDF s'est faite de manière progressive dans un environnement complexe.

L'ouverture des marchés a nécessité un travail conséquent d'adaptation dans de nombreux domaines, mené à bien en quelques années :

Long processus d concertation avec l'ensemble des fournisseurs d'électricité sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie ;

Évolutions de l'organisation des systèmes d'information, mise en œuvre d'un code de bonne conduite, formation des agents, dans un contexte de multiplication des acteurs.

ERDF joue donc pleinement et efficacement son rôle d'acteur central et neutre du système électrique.

Conformément au Code de l'énergie, ERDF réalise notamment « le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires » ainsi que la préservation des informations confidentielles (article L. 121-4 et L. 111-73). L'enquête mystère de la CRE publiée en 2011 souligne

d'ailleurs « un excellent niveau de neutralité » de la part des agents d'ERDF.

La Cour recommande ensuite de renforcer les pouvoirs du directoire, de développer l'autonomie de fonctionnement et de « mettre fin à toute pratique amenant à confondre les images des deux entreprises [EDF et ERDF] ».

Je rappelle tout d'abord que le directoire est doté de larges pouvoirs, qui ont fait l'objet de modifications en 2009 et en 2014.

Les statuts de la société ERDF sont ainsi rédigés conformément à l'article 26 de la directive européenne 2009/72/CE. Dans ce cadre, « le directoire est seul compétent pour mettre en œuvre les opérations qui concourent directement à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de distribution public d'électricité [...] Le directoire a seul autorité sur les directeurs opérationnels ainsi que sur les directeurs opérationnels ainsi que sur les cadres et agents exerçant au sein de la société. »

Le contrôle de la société mère s'exerce par le Conseil de surveillance, suivant le cadre légal en vigueur.

ERDF exerce ainsi ses missions en toute indépendance pour l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux, conformément à l'article L. 111-65 du code de l'énergie et aux textes européens.

Ensuite, je tiens à souligner que la Cour n'a pu relever de « pratiques » amenant à une confusion d'image. Si elle a pu estimer que les identités visuelles des deux entreprises étaient proches, je rappelle que la notoriété de l'entreprise publique, s'est fortement accrue en quelques années. Ainsi, si la notoriété d'ERDF était de 11 % en 2008, elle est désormais à 78 %. Quant à l'indice de proximité, il atteint 90 %, soit un score proche des entreprises de service public les plus connues en France.

De plus, j'informe la Cour que le directoire a décidé en octobre de cette année d'une évolution substantielle de son identité visuelle, suivant en cela les résultats d'une étude que j'ai lancée en février 2014. Ainsi, l'identité visuelle ne comportera plus de « turbine » ou « fleur », la typographie sera modifiée et la couleur bleue, forte valeur identitaire du service public dans l'esprit des utilisateurs du réseau et de nos agents, sera mise en avant. La dénomination sociale, désormais très connue, et donc véritable « actif public », sera préservée.

Par ailleurs, je prends acte du constat de la Cour d'une volonté manifestée et affirmée par la direction de l'entreprise d'assumer

pleinement son autonomie. Je souhaite répondre du mieux possible et de manière pragmatique, aux recommandations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) visant à garantir l'indépendance de l'entreprise dans les domaines de la relation clients, des ressources humaines, des achats ou des systèmes d'information.

Cette priorité est celle du directoire d'ERDF, dans une logique de progrès continu, et fait l'objet d'un suivi rigoureux par la direction de la régulation et des affaires juridiques, que j'ai mise en place cette année.

La Cour aborde enfin la question de la généralisation des compteurs Linky et la diversification des offres qu'il rendra possible.

Le projet Linky est en effet, un formidable outil de développement d'offres concurrentes et innovantes.

Les aspects techniques, économiques et concurrentiels ont été vérifiés, et validés en concertation avec les acteurs de l'énergie, sous l'égide notamment de la CRE. La mise en œuvre de ce projet sera suivie par cette même commission et un comité de suivi regroupant les acteurs concernés sera mis en place avec le ministère en charge de l'énergie, ce qui permettra de répondre à l'attente de la Cour de neutralité, à laquelle je suis fortement attachée.

Le développement entier de ce projet majeur ne pourra être possible que dans un cadre stable, adapté à un projet industriel de grande envergure. C'est pourquoi je ne peux que partager pleinement le constat de la Cour qu'ERDF « a besoin, pour un investissement de cette taille et de cette durée, d'une forte visibilité sur le contexte réglementaire (le régime des concessions) et tarifaire (l'évolution du TURPE) ».

Le projet Linky et au-delà, les smart grids, permettront la production de données qu'ERDF gèrera au service du consommateur, des collectivités locales et des acteurs du marché, en garantissant la neutralité, la maîtrise des coûts et de la confidentialité commerciales et personnelles.

Demain, ERDF contribuera au bon fonctionnement du marché avec le développement de nouveaux mécanismes tels que l'ajustement, l'effacement ou encore la capacité.

L'entreprise n'a en effet pas vocation à intervenir dans le champ concurrentiel de ces nouveaux mécanismes de marché mais jouera pleinement son rôle d'acteur central et neutre qui permettra leur développement, conformément aux attentes des différents opérateurs et collectivités territoriales, dans une logique d'intérêt général.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL DE GDF SUEZ

Le rapport de la Cour des comptes présente fidèlement l'état du marché français de l'électricité. Ce marché reste tenaillé entre d'une part la volonté de l'Union européenne de construire un marché unique et ouvert à la concurrence, d'autre part les préoccupations des autorités françaises, qui projettent sur ce marché de nombreuses attentes induisant autant d'interventions publiques : préservation du pouvoir d'achat et de la compétitivité, sécurité d'approvisionnement, lutte contre le réchauffement climatique, maintien d'un monopole nucléaire.

La Cour aborde les sujets principaux du marché de l'électricité français. Le rapport n'aborde cependant pas une brique importante du marché de l'électricité en France et qui se met en place : la gestion de la demande ou effacement de consommation, pour laquelle pourtant les couches successives de législation et de réglementation s'enchaînent rapidement en subissant les influences contradictoires d'acteurs intéressés à positionner favorablement les règles plutôt qu'à aboutir à une intégration harmonieuse au marché, au moindre coût pour la collectivité.

Sur le marché de l'électricité, GDF SUEZ doit être considéré non pas comme un acteur historique mais comme un des acteurs alternatifs, le premier d'entre eux par la taille ; même si l'opinion confond parfois EDF et GDF SUEZ, ces deux sociétés ont toujours été différentes et sont aujourd'hui en concurrence directe. À l'instar de tous ces fournisseurs alternatifs, GDF SUEZ est confronté à la présence dominante de l'acteur historique, qui ne lui a pas permis d'atteindre une part de marché supérieure à 10 % ni à l'amont, ni à l'aval ; et ceci en dépit des démarches et des moyens engagés depuis plus de 10 ans dans le domaine.

À l'amont GDF SUEZ a bâti un portefeuille d'approvisionnement diversifié : chaînes hydroélectriques (n° 2), centrales thermiques au gaz, installations éoliennes (n° 1) et solaires. Pour autant cette position reste fragile puisque (1) les centrales thermiques au gaz sont les premières à souffrir de la surcapacité du marché, (2) les installations éoliennes et solaires ont pour seul débouché l'achat garanti par EDF, (3) la totalité des concessions hydroélectriques des filiales et participations de GDF SUEZ pourrait être mise en concurrence d'ici 10 ans tandis que seuls 10% de celles d'EDF le seraient, pour des raisons qui ne tiennent pas seulement à l'historique de construction de ces ouvrages.

À l'aval GDF SUEZ a également acquis la position de premier alternatif, tant sur le marché résidentiel que professionnel. Mais cette

position reste faible en comparaison des parts de marché des acteurs alternatifs observés dans les pays voisins. Sur le marché résidentiel GDF SUEZ a commencé par proposer des offres électricité à ses clients gaz, pour satisfaire leurs attentes et préserver une partie de cette clientèle ; depuis la hausse des tarifs bleus du 1^{er} août 2013 qui a ouvert un espace commercial, cette stratégie s'est élargie pour inclure les clients non chauffés au gaz. Sur le marché professionnel, GDF SUEZ n'a pas pu conquérir les clients bénéficiant des tarifs jaunes ou verts, dont le niveau ne peut être économiquement concurrencé. Elle a juste pu se développer auprès des clients sortis des tarifs, au moyen de l'ARENH, un marché très concurrentiel ne permettant pas de dégager de marges.

À l'amont

Le diagnostic sur la concurrence à l'amont est clair. Le monopole de fait maintenu sur la production nucléaire, le retard significatif pris dans le renouvellement des concessions hydrauliques, l'attribution à EDF des achats garantis d'électricité éolienne et solaire, ont engendré une situation dans laquelle les opérateurs alternatifs n'ont pas pesé sur la dynamique et la formation des prix du marché, si ce n'est par la construction de centrales à gaz, qui se sont révélées non rentables pour des raisons variées (baisse de la demande, chute des prix du charbon et du CO₂, etc.). EDF garde le monopole de la production nucléaire, contrairement à GDF SUEZ qui a vu sa part de marché se réduire significativement dans l'approvisionnement en gaz naturel de la France.

Le rapport de la Cour des Comptes ne suggère cependant que peu de pistes effectives en dehors de l'accélération du renouvellement des concessions hydroélectriques (dans un calendrier que GDF SUEZ souhaite équitable, EDF disposant de 85% de la puissance installée) et de la possibilité de permettre à d'autres acteurs que EDF de gérer l'obligation d'achat. La possibilité pour des concurrents de participer aux dépenses de prolongation du nucléaire en échange de productions nucléaires (allégeant d'autant la charge d'investissement pour EDF), pourtant évoquée dans la loi NOME, devrait être reprise comme une piste possible d'ouverture (qui est mentionnée dans le corps du texte, mais pas dans les conclusions du rapport). À défaut d'une telle ouverture, le marché amont ne sera guère plus ouvert en 2025 qu'il ne l'était en 2010 et le mécanisme ARENH devra être prolongé.

Le rapport mentionne également la faible liquidité du négoce sur le marché de gros et en particulier sur les échéances lointaines. Cette faible liquidité est la conséquence du transfert de l'essentiel de la production d'EDF vers son fournisseur interne en dehors du marché de gros, qui compte tenu de la dominance de cet acteur et de son intégration verticale ne laisse que de faibles volumes disponibles sur le marché, situation qui s'est encore détériorée lors de la mise en place de l'ARENH. Cette situation montre que pour ce segment également, le poids d'EDF se fait sentir. Cette situation entretient également les doutes sur les liens apparents mais inexpliqués entre le prix de l'ARENH et les prix à terme de l'électricité, doutes que les études de la CRE n'ont pas encore permis de lever.

À l'aval

Sur le marché aval, la Cour des Comptes reprend la constatation faite par la CRE de la très faible ouverture du marché en dehors des grands clients (ex-TarTam). La Cour observe bien le faible nombre d'acteurs concurrents présents : GDF SUEZ et Direct Energie en dehors d'EDF, chacun survivant difficilement dans ce marché aval encore très peu ouvert. La Cour voit en la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts une évolution positive de nature à ouvrir le marché aval sur ces segments de clients moyens et grands. La Cour approuve également l'évolution des tarifs vers une méthode additive des coûts, qui a été mise en place par le décret tarifs réglementés du 28 octobre 2014, qui est de nature à clarifier le marché aval et dès lors donner un espace aux fournisseurs alternatifs de nature à favoriser l'ouverture du marché. GDF SUEZ partage ce point de vue, même si elle regrette qu'il ait fallu attendre tant d'années pour que le marché de l'électricité s'ouvre, bien après celui du gaz.

Le rapport mentionne l'ouverture par GDF SUEZ de ses fichiers clients sur décision de l'Autorité de la concurrence. Même si elle conteste avoir commis tout abus de position dominante et juge disproportionnée cette mesure conservatoire, GDF SUEZ estime qu'EDF devrait ouvrir ses fichiers historiques des tarifs réglementés à l'ensemble de ses concurrents, en miroir de ce qui a été décidé pour le gaz naturel. La Cour pourrait constater qu'à défaut d'un tel parallélisme, les distorsions de traitement entre les marchés de l'électricité et du gaz naturel persisteraient et même s'aggravaient : EDF pourrait profiter de sa position dominante en électricité pour l'étendre en gaz.

Le texte du rapport n'évoque qu'une partie des coûts qui sont incorporés dans les tarifs par empilement. Il aurait été souhaitable de citer également le coût du complément de fourniture sur le marché, le coût de la capacité ainsi que la rémunération normale de l'activité de fourniture. La Cour des comptes pourrait également formuler quelques réserves sur le calcul des tarifs par catégorie de client (tarif bleu), qui laisse encore apparaître des risques de ciseaux tarifaires. Ces risques pourraient être évités si ce calcul était effectué par option et version tarifaire.

A l'aval toujours, la Cour observe que les factures ne répercutent pas la forte baisse des prix de gros, la cause n'étant pas seulement la part limitée de l'énergie dans les prix - comme il est dit - mais aussi la part limitée de l'énergie qui est exposée au prix de marché. En effet, l'essentiel de la fourniture d'énergie provient du nucléaire qui est valorisé au niveau de l'ARENH, indépendamment du marché.

La Cour ne s'exprime pas sur la CSPE qui, il est vrai, vient en addition des tarifs et prix hors taxes. GDF SUEZ regrette tout de même que la Cour n'ait pas saisi l'opportunité de ce rapport pour revenir sur ce sujet et pour constater que la CSPE est une contribution qui finance exclusivement des dépenses liées à l'électricité, dont l'équilibre est désormais assuré (cf. rapport CRE d'octobre 2014), et dont la trajectoire sera sous le contrôle renforcé du Parlement (cf. projet de loi TECV et PPE). Dès lors un élargissement de l'assiette de la CSPE, qui fausserait le prix des différentes énergies et masquerait leurs vrais coûts, devrait être écarté, élargissement qui serait inutile, inefficace et injuste.

En ce qui concerne l'ARENH, la Cour observe que l'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs de disposer de volumes de production nucléaire et recommande d'entamer une réflexion sur les conditions du dénouement de ce mécanisme conçu initialement comme transitoire. Cependant, la Cour n'évoque pas le projet de décret ARENH. Or ce projet de décret présente de nombreux inconvénients en tant qu'il rémunère deux fois les investissements de prolongation (une fois l'année de leur décaissement, une seconde fois, après 2025, par la vente libre d'électricité) : il prive les consommateurs de l'avantage économique du nucléaire ; il distord la concurrence en rémunérant au-delà du nécessaire le monopole nucléaire ; pire, il permet à EDF de perpétuer ce monopole sans affecter sa dette. De ce fait, on a toute raison de penser que le marché amont ne sera guère plus ouvert en 2025 qu'il ne l'était en 2010 et que l'ARENH conçu comme transitoire devra être prolongé.

Pour GDF SUEZ, ce projet devrait être amendé pour appliquer les méthodes ordinaires de rémunération des investissements, ce qui

permettrait d'ouvrir le nucléaire et de mettre un terme à l'ARENH en 2025. A défaut d'un tel amendement le prix de l'ARENH sera au-dessus de celui du marché, ce mécanisme perdra tout intérêt commercial et la loi NOME sera dévoyée. En sens inverse si l'ARENH doit continuer à présenter un intérêt, le plafond de 100TWh devra être porté à 200TWh, sauf à considérer normale une situation dans laquelle EDF serait assurée de conserver 75 % du marché.

Enfin, le rapport recommande à juste titre d'autonomiser fortement ERDF vis-à-vis de sa maison mère dont il reste trop proche, afin de s'assurer, à l'instar de RTE, qu'il soit complètement neutre, ce qui ne paraît pas le cas aujourd'hui ; la confusion des images des deux sociétés est révélatrice de cette situation de proximité de ERDF vis-à-vis d'EDF.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE DIRECT ÉNERGIE

Direct Énergie partage totalement les analyses réalisées par la Cour, et soutient sans réserve les recommandations numérotés 2 à 7 concernant la nécessité :

- *de renforcer la légitimité d'une CRE indépendante et disposant de larges pouvoirs*
- *d'assurer (enfin) une communication pédagogique sur la libéralisation*
- *d'accroître significativement l'indépendance d'ERDF*
- *de lancer rapidement le renouvellement en concurrence des concessions hydrauliques*
- *d'engager dès maintenant la réflexion sur l'avenir de l'ARENH*
- *de déployer les compteurs Linky en cohérence avec l'objectif de libéralisation des marchés*

Toutefois, Direct Énergie souhaite apporter un commentaire sur la présentation et la rédaction de la première recommandation concernant la mise en œuvre des dispositions tarifaires prévues dans la loi NOME, et plus généralement sur les conditions nécessaires à l'exercice d'une concurrence saine, loyale et donc bénéfique aux consommateurs, sur le marché de la commercialisation d'une part, mais aussi sur celui de la production d'autre part.

« L'empilement des coûts » et la « couverture des coûts » sont deux principes différents et cumulatifs à respecter dans la construction des TRV

« Empilement des coûts » et « couverture des coûts » : quelles différences ?

Le projet de rapport soumis à Direct Énergie semble contenir une ambiguïté sur les tenants et aboutissants du principe tarifaire « d'empilement des coûts » introduit par la loi NOME et codifié par l'article 337-6 du code de l'énergie.

En effet, le projet de rapport précise en fin de paragraphe B.1 que : « La loi NOME de 2010 a introduit deux évolutions positives dont la mise en œuvre n'interviendra qu'au 31 décembre 2015 : le tarif réglementé sera construit par empilement des coûts et la CRE jouera un rôle prépondérant dans la définition de ce tarif. Ces deux évolutions permettent de rendre plus rationnelle l'évolution des tarifs réglementés et de reconnaître ainsi qu'il est d'abord nécessaire que ces tarifs couvrent la totalité des coûts de production. La distorsion de concurrence alimentée par un tarif bleu inférieur au coût complet du service devrait alors être résorbée ; la compétition entre fournisseurs pourra s'exprimer sur ce segment de marché et le tarif réglementé enverra un signal économique approprié au consommateur, conforme à la vérité des coûts. »

Et la première recommandation reprend cette idée avec la formulation suivante : « 1. Stabiliser le cadre juridique en mettant effectivement en œuvre les dernières dispositions issues de la loi de 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (notamment la réforme des tarifs réglementés)... »

Ainsi, la présentation du principe « d'empilement des coûts » dans le rapport, ainsi que la rédaction de la recommandation numéro 1 tendant à la mise en œuvre rapide de la « réforme tarifaire » correspondante, semblent accréditer l'idée que le principe de « l'empilement des coûts » permettrait (enfin) la couverture des coûts d'EDF par les TRV.

Or, ce n'est pas la définition du principe « d'empilement des coûts » tel qu'il résulte de la loi NOME et tel qu'il a été récemment mis en œuvre par le gouvernement. Les termes « d'empilement des coûts » sont trompeurs en la matière, car il s'agit en fait d'empiler des coûts « vu d'un opérateur alternatif » qui s'approvisionnerait à 100 % sur les marchés de gros en complément de son accès au parc nucléaire via

l'ARENH (principe du commercialisateur pur, c'est-à-dire qui ne produit pas du tout d'énergie).

Il ne s'agit donc en aucune mesure des coûts réellement supportés par EDF pour la fourniture des clients aux TRV, puisque ce dernier ne s'approvisionne que très marginalement sur les marchés de gros (sans même parler des conditions de cession interne de l'énergie nucléaire potentiellement différentes, notamment en termes de prix, de celles de l'ARENH).

Et comme les marchés de gros sont particulièrement « déprimés » actuellement (du fait de la crise économique qui a un impact baissier sur la demande, et du développement massif des énergies renouvelables subventionnées, qui ont un impact haussier sur l'offre), il s'avère que la construction tarifaire par « empilement des coûts » aboutit aujourd'hui à un résultat qui ne permet pas la couverture des coûts réels d'EDF.

Quelle articulation alors entre les articles L. 337-5 et 337-6 du code de l'énergie ?

Le code de l'énergie prévoit, bien naturellement, et de longue date, dans son article L. 337-5 que les tarifs réglementés de vente doivent être établis « en fonction des coûts liés aux fournitures ».

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose de surcroît 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. »

Ces dispositions, issues de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite NOME), qui prévoient la mise en place d'une tarification par « empilement des coûts », ont pour objet d'assurer la « contestabilité » des tarifs par les fournisseurs alternatifs, c'est à dire la possibilité pour tout nouveau commercialisateur arrivant sur le marché français de pouvoir concurrencer – « contester » - les tarifs réglementés de détails sur la base d'un approvisionnement avec les offres de gros existantes (ARENH et marchés).

En effet, indépendamment de la nécessité industrielle et juridique de couvrir les coûts de l'opérateur qui est soumis à l'obligation de service public de fournir les TRV, ces derniers ne peuvent être compatibles avec les directives européennes qu'à la condition d'être

« contestables » par un nouvel entrant. D'où l'idée de rajouter une condition supplémentaire dans la loi de couverture des coûts « vu d'un opérateur alternatif ».

Mais cet unique principe de « contestabilité » ne peut pas être une méthode de construction tarifaire pour les TRV, puisqu'il se réfère en partie à des coûts, les prix du marché de gros, totalement virtuels du point de vue de l'opérateur historique. Il s'agit en fait d'un « test » additionnel à la couverture des véritables coûts d'EDF, auquel doivent répondre les TRV, la méthode basée sur les coûts réels devant rester le principe fondamental de la construction tarifaire (cf. infra).

On notera d'ailleurs que la loi NOME n'avait pas prévu de remettre en cause l'article L 337-5 du code de l'énergie (couverture des coûts) dans le cadre de la mise en œuvre progressive des dispositions prévues à l'article L. 337-6 (empilement des coûts).

La CRE confirme cette analyse dans l'exposé du cadre juridique applicable à la détermination des TRV dans sa « délibération du 30 octobre 2014 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité » en démontrant que :

« C'est ainsi une application cumulative des dispositions des articles L. 337-5 et L. 337-6 du code de l'énergie qui est des tarifs par empilement, qui vise à assurer leur contestabilité, avec la prise en compte des coûts de l'opérateur historique. »

C'est le même caractère cumulatif des principes de « couverture des coûts » et « d'empilement des coûts » que le Conseil d'État a décrit dans les considérants 5 et 6 de sa décision n° 365219/ANODE du 11 avril 2014 : « 5. Considérant, d'une part, qu'il résulte de ces dispositions qu'il incombe aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, compétents pour prendre les décisions relatives aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, de répercuter dans les tarifs qu'ils fixent, de façon périodique, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts moyens complets de l'électricité distribuée par Electricité de France et les entreprises locales de distribution [...] ;

6. Considérant, d'autre part, qu'il résulte des termes mêmes de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, éclairés par les travaux préparatoires de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, que le législateur a entendu organiser, sur une période transitoire de cinq ans s'achevant le 31 décembre 2015, une convergence tarifaire propre à résorber l'écart structurel existant, pour des raisons historiques qui tiennent à l'économie générale du marché de l'électricité en France, entre le niveau des tarifs réglementés de

l'électricité et les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché ; qu'ainsi les ministres compétents pour fixer les tarifs réglementés de vente de l'électricité doivent veiller, tout en respectant les critères énoncés au point 5, à ce que les tarifs qu'ils arrêtent soient de nature à assurer, compte tenu des informations disponibles à la date de leur décision, la convergence voulue par le législateur ; »

En conclusion, la recommandation numéro 1 du projet de rapport de la Cour des Comptes, promouvant une mise en œuvre rapide des dispositions nouvellement créées par la loi NOME, et notamment l'évolution de la construction tarifaire », est effectivement louable : il s'agit d'une condition nécessaire (mais pas suffisante) au développement de la concurrence en présence d'une réglementation des tarifs de détails, ainsi qu'à l'eurocompatibilité de ces derniers. Toutefois, cette évolution ne doit en aucun cas permettre la remise en cause du principe fondamental de couverture des coûts de l'opérateur historique.

Or, c'est bien ce que la récente réforme tarifaire mise en œuvre par le gouvernement à l'automne dernier a réalisé. En arguant la mise en œuvre anticipée des dispositions de la loi NOME, le Gouvernement a, en réalité, décidé de limiter l'inévitable hausse impopulaire des tarifs bien en deçà de ce qui aurait été nécessaire pour couvrir les coûts réels d'EDF.

Le renoncement au principe de couverture des coûts n'est ni rationnel ni souhaitable

Les dispositions actuelles du code de l'énergie, et notamment l'article L.337-5 ne lui permettent normalement pas d'opérer une réforme tarifaire renonçant à la couverture des coûts. C'est la raison pour laquelle, le Gouvernement a introduit dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte un article supprimant la référence à la couverture des coûts réellement supportés par l'opérateur historique dans le code de l'énergie.

Il serait éminemment souhaitable de renoncer à ce projet économiquement irrationnel, écologiquement aberrant, socialement injuste et de toute façon juridiquement irrecevable.

La couverture des coûts, garant de signaux économiques pertinents pour tous

Aucune activité industrielle ne peut perdurer, ni encore moins se développer, de façon pérenne sans un cadre stable lui permettant de recouvrer ses coûts. Ce principe économique de base est encore plus

fondamental dans les industries particulièrement capitalistiques et de long terme comme la production d'électricité.

En abandonnant le principe de couverture des coûts, la réforme voulue par le gouvernement créé un signal désincitant les opérateurs à investir dans le système électrique, au moment même où celui a besoin de financements importants pour permettre la transition énergétique. C'est précisément ce que soulignait l'Union Française de l'Electricité (UFE) dans son Edito du 17 novembre 2014 : « ...en politisant à outrance l'impact des hausses pour le consommateur, sans expliquer en quoi elles s'avéraient indispensables pour continuer à lui assurer une électricité de qualité, ni comment elles pouvaient être lissées dans le temps pour être supportables par tous, beaucoup de retard a été pris dans l'application des augmentations nécessaires. Un retard qui ne permet déjà plus la couverture des coûts comptables et encore moins le financement du renouvellement à venir des appareils de production, quels que soient, par ailleurs, les choix technologiques retenus. »

La politisation des tarifs en deçà des coûts réels et le maintien de prix artificiellement bas constituent également pour les consommateurs de très mauvais signaux pour les inciter à investir dans la performance énergétique de leurs habitats. Il s'agit là encore d'une entrave importante à la transition énergétique.

C'est d'autant plus dommageable que les coûts non couverts par les tarifs devront bien être portés un jour par quelqu'un. Qu'il s'agisse de déficits tarifaires reportés sur la facture des consommateurs de demain, ou de vente à perte à assumer par l'actionnaire d'EDF qui appartient à 85 % à l'État et donc aux contribuables, il est évident que cela ne peut en aucun cas représenter un bénéfice réel et durable pour le pouvoir d'achat des français.

Par ailleurs, il serait plus efficace de mieux protéger les consommateurs en situation de précarité énergétique, plutôt que de tenter de protéger tous les ménages de la hausse des coûts de l'électricité.

La couverture des coûts est une obligation dans le droit communautaire et un impératif concurrentiel

Comme le rappelait très récemment Mme Céline Gauer, directrice de la direction « énergie et environnement » à la direction générale de la concurrence de la Commission européenne devant la commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité de l'Assemblée Nationale : « Les règles du traité s'opposent à ce que les tarifs réglementés conduisent l'entreprise qui les pratique de faire de la « prédation », c'est-à-dire de la vente en deçà des coûts de production. Si EDF fournit des

clients ou des groupes de clients en dessous de ses coûts, cela revient à un verrouillage total du marché puisqu'aucune entreprise rationnelle ne pourra venir concurrencer l'opérateur historique sur cette base.»

La possibilité législative de vider de sa substance l'article L. 337-5 du code de l'énergie ne constitue donc pas une option juridique recevable pour abandonner la couverture des coûts par les tarifs.

La réforme envisagée dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en complément des récentes évolutions réglementaires, porterait en effet une atteinte grave au droit de la concurrence aussi bien :

** Sur le marché aval de la commercialisation, où les fournisseurs seraient :*

- soit privés de la compétitivité associée à leur approvisionnement sur les marchés de gros pour ceux qui ont fait le choix, et pris le risque, de rester des commercialisateurs purs ;*
- soit obligés, comme EDF, de vendre à perte leur production (hors nucléaire) puisque les tarifs de détail ne couvriraient plus les coûts correspondants.*

** Sur le marché amont de la production, car, comme le démontrait Mme Gauer :*

« Tout système de tarification qui n'intègre pas la nécessité d'investir dans la création et l'entretien des capacités de production sera tôt ou tard dangereux pour la sécurité d'approvisionnement, mais aussi pour la concurrence : un opérateur historique assis sur un parc largement amorti peut sans doute se permettre de vendre en dessous de ses coûts pendant une période donnée, mais, dans ces conditions, personne d'autre ne peut être actif sur le marché, ce qui risque d'écarter les investissements permettant d'assurer la relève. »

Finalement, cette réforme serait indéniablement un mauvais coup porté au développement, déjà bien discret, de la concurrence en France, et priverait donc définitivement les français de tout espoir de profiter un jour vraiment des bienfaits attendus de la libéralisation du secteur.

Pour toutes ces raisons, il nous semble important que la Cour des comptes clarifie les conditions d'application de la réforme tarifaire permettant la mise en œuvre de « l'empilement des coûts », qui ne saurait en aucun cas renoncer au principe de « couverture des coûts ».