

La surévaluation des surcoûts des énergies renouvelables

Guy Brassard

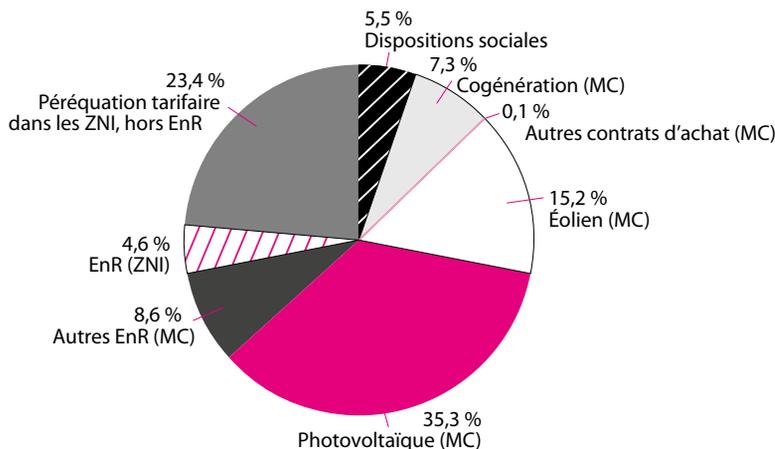
Ces cinq dernières années, la contribution au service public d'électricité a progressé 10 fois plus vite que le tarif réglementé de vente de l'électricité. Cette croissance est attribuable à l'aide apportée aux énergies éolienne et photovoltaïque. Un examen approfondi révèle que la méthode de calcul retenue tend à augmenter les profits d'EDF et aussi les recettes fiscales de l'État. Pour assurer le développement des énergies renouvelables et la concurrence dans l'industrie, il serait souhaitable que la responsabilité des obligations d'achat soit transférée à une entité distincte d'EDF, à laquelle participeraient tous les producteurs indépendants d'électricité.

De 2010 à 2015, la contribution au service public d'électricité (CSPE) a progressé 10 fois plus vite que le tarif réglementé de vente de l'électricité, soit de 37 % contre 3,7 % en moyenne annuelle. Il faut donc envisager l'éventualité que la CSPE dépasserait le coût facturé de la production d'électricité, ce qui pourrait se produire dans une dizaine d'années si le mode de financement des charges liées au service public d'électricité demeurerait inchangé. Dans une communication avec la Cour des comptes en 2012, EDF considérait que la croissance de la CSPE n'était pas soutenable pour le consommateur d'électricité¹. Le mode de règlement de la CSPE est devenu une source de gêne pour EDF parce qu'environ 95 % des charges de service public sont réglées par l'intermédiaire de la facturation de l'entreprise à ses clients.

1. Cour des comptes, *La contribution au service public de l'électricité (CSPE)*, juin 2012, p. 79.

Le but des tarifs préférentiels pour les énergies renouvelables n'était pas d'avantager l'opérateur historique

L'accroissement rapide du montant de la CSPE est attribuable au développement des énergies de sources éolienne et surtout photovoltaïque (Fig. 1). L'analyse de la CSPE révèle toutefois que le calcul des coûts évités par l'achat obligé des énergies renouvelables a été appliqué de manière à augmenter les profits d'EDF ainsi que les recettes fiscales du gouvernement, son actionnaire majoritaire. Pourtant, le but des tarifs préférentiels pour les énergies renouvelables n'était pas d'avantager l'opérateur historique, mais plutôt d'encourager le développement de technologies pour la production d'énergie renouvelable. Nous aborderons l'interprétation de la loi et les interventions gouvernementales qui ont transformé une partie du montant destiné au développement des énergies renouvelables en aide d'État au bénéfice d'EDF. Notre thèse sera justifiée par un examen détaillé de la méthode de calcul du coût évité par l'achat obligé d'énergie fatale appliquée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).



EnR : énergies renouvelables - MC : métropole continentale - ZNI : zones non interconnectées

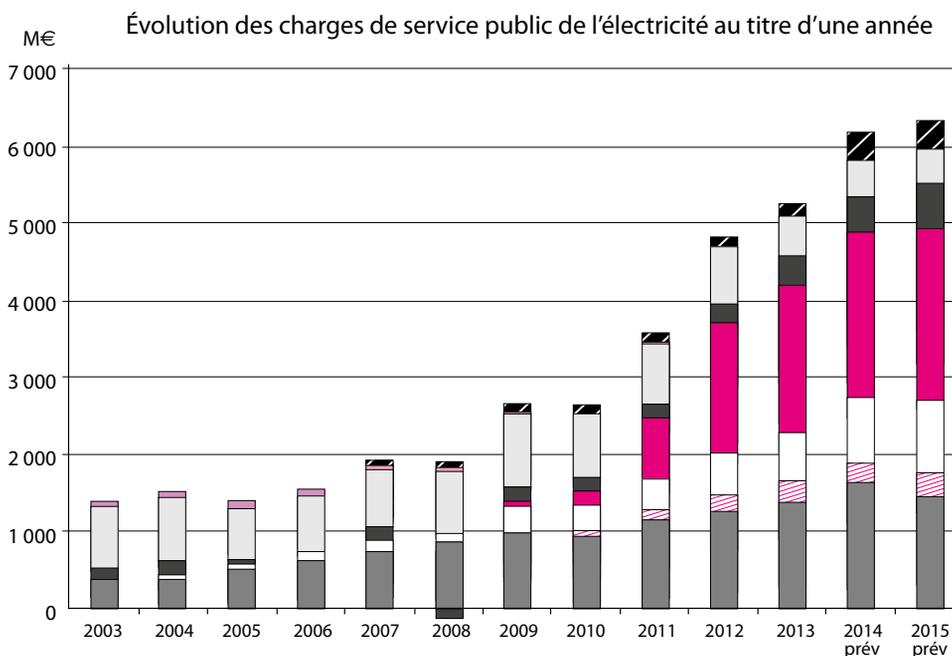


Figure 1. Les charges de service public appliquées de 2003 à 2015 (source : RTE)

1. La méconnaissance de la compétence fiscale

L'article 121-7 du Code de l'énergie établit que les surcoûts qui résultent, pour EDF, de l'achat obligé d'énergie renouvelable sont évalués par rapport aux coûts évités calculés par référence au prix de marché de l'électricité. En d'autres termes, le surcoût (S) de l'année N

peut être défini comme la sommation des valeurs mensuelles obtenues en soustrayant le prix de marché de l'électricité sous obligation d'achat (P'm) du prix payé au producteur jouissant d'un tarif réglementaire (Pt), multipliée par la quantité pondérée de kWh (Q') concernée :

$$S = \sum_{i=1}^{12} \{ (P_t - P'_m) \times Q' \}$$

Cette formule repose sur une disposition dont la rédaction est imparfaite car il existe différents prix de l'électricité et plusieurs marchés pour calculer le coût évité.

La CSPE tombe sous la définition d'un « impôt de toute nature » au sens de l'article 34 de la Constitution. Ceci a été reconnu par le Conseil d'État en 2006² et par le Conseil constitutionnel dans l'affaire Praxair en 2014³. Dans cette décision, le Conseil affirmait

que le législateur devait fixer les éléments déterminants de l'assiette, du taux et des modalités des impositions de toute nature. Dans le cas qui nous préoccupe, la précision des modalités d'évaluation des surcoûts attribuables à l'achat obligé d'énergie renouvelable est insuffisante dans le Code de l'énergie. La notion de « prix de marché » est vague puisqu'il y a plusieurs prix et de nombreuses catégories de marché. Lorsque la loi est imprécise, les juges recherchent l'intention du législateur. À cet effet, la version initiale de la loi 2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité avait le mérite de la clarté, car l'article 5 prévoyait le calcul des surcoûts par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF⁴. Dans la version en vigueur, il est seulement mentionné que les coûts évités (à EDF) sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité⁵.

Dans les deux versions, le législateur insiste pour que les charges représentent les surcoûts en tenant compte des coûts évités. La différence consiste en une imprécision accrue dans la version actuelle pour la détermination du coût évité. Nous verrons que l'amendement a été adopté parce que la CRE craignait d'être incapable de mesurer les paramètres du parc réel d'EDF, ce qu'elle est maintenant parfaitement capable de réaliser. Le caractère équivoque des modalités de calcul des coûts évités

n'a pas libéré le ministre de l'Énergie ni la CRE de l'obligation de respecter le contexte législatif national et les règles européennes de la concurrence. L'ambiguïté législative a cependant fragilisé les décisions

de l'autorité administrative.

L'application de la CSPE aux charges relatives aux surcoûts résultant des obligations d'achat d'énergie éolienne et photovoltaïque en métropole continentale contrevient au droit national

L'ambiguïté législative a cependant fragilisé les décisions de l'autorité administrative

et européen pour les raisons suivantes :

A) Le Code de l'énergie impose l'évaluation des surcoûts par rapport aux coûts évités, ce qui devrait exclure un paramètre inférieur aux coûts réels d'EDF. L'opérateur historique est peu disposé à s'approvisionner en électricité sur le marché boursier car il possède des équipements caractérisés par des coûts fixes élevés et des coûts marginaux bas, notamment les centrales hydrauliques et nucléaires. Nous savons que c'est principalement l'énergie nucléaire qui est déplacée par les énergies renouvelables en France et que l'hydraulique peut servir de variable d'ajustement. Le tableau 1 montre que l'estimation de la CRE du coût évité par référence au marché boursier en 2015 totalise 1 080 M€. Le même calcul avec l'ARENH⁶ (42€/MWh) comme prix plancher donne 1 164 M€, alors qu'un calcul inspiré des pratiques commerciales d'EDF avec un prix plancher basé sur le coût courant économique (CCE)⁷ (49,5€/MWh) conduit à un coût évité de 1 267 M€. Ce calcul comparatif démontre que le coût évité estimé par la CRE est inférieur au coût de production du parc réel.

Le tableau 1 affiche le calcul prévisionnel pour l'année 2015. Il est possible que les charges constatées en 2016 pour l'année 2015 génèrent un coût évité inférieur au calcul prévisionnel de la CRE, en raison de la baisse graduelle des prix sur la bourse de l'électricité. La méthodologie de la CRE accorderait alors un profit supplémentaire à

2. Conseil d'État, affaire Eurodif, 13 mars 2006.

3. Conseil constitutionnel, décision n° 2014-419 QPC du 8 octobre 2014.

4. Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

5. Code de l'énergie, art. 121-7.

6. Accès régulé à l'électricité nucléaire historique : voir tableau 1, note 2.

7. Voir tableau 1, note 3.

Tableau 1

**Estimation du coût évité de la production éolienne et photovoltaïque en 2015
(France continentale hors ZNI) / Estimation de la CRE basée sur les prix cotés
en bourse comparée au coût comptable et au coût courant économique du nucléaire**

(sources: CRE, Cour des comptes)

MOIS	ESTIMATION DE LA CRE			PRIX PLANCHER	COÛT ÉVITÉ	PRIX PLANCHER	COÛT ÉVITÉ
	PRIX 2015 €/MWh ⁽¹⁾	QUANTITÉ (GWh)	COÛT ÉVITÉ (M€)	(ARENH : 42 €) €/MWh ⁽²⁾	p/r à l'ARENH (M€)	(CCE : 49,5 €) €/MWh ⁽³⁾	p/r CCE (49,5 €) (M€)
Janvier	51,82	2 294	119 €	51,82	119 €	51,82	119 €
Février	53,16	2 065	110 €	53,16	110 €	53,16	110 €
Mars	48,62	2 279	111 €	48,62	111 €	48,62	111 €
Avril	34,82	2 179	76 €	42	92 €	49,5	108 €
Mai	31,05	2 063	64 €	42	87 €	49,5	102 €
Juin	33,38	1 912	64 €	42	80 €	49,5	95 €
Juillet	37,26	1 934	72 €	42	81 €	49,5	96 €
Août	33,83	1 847	62 €	42	78 €	49,5	91 €
Septembre	39,57	1 920	76 €	42	81 €	49,5	95 €
Octobre	48,91	2 175	106 €	48,91	106 €	49,5	108 €
Novembre	48,11	2 225	107 €	48,11	107 €	49,5	110 €
Décembre	45,74	2 475	113 €	45,74	113 €	49,5	123 €
TOTAL	42,6	25 369	1 080 €	45,7	1 164 €	49,9	1 267 €

(1) Prix utilisés par la CRE pour le calcul des charges prévisionnelles de 2015.

(2) Le prix de l'ARENH reflète le coût comptable du parc nucléaire français, déjà en bonne partie amorti, sans prise en compte du coût supplémentaire de son renouvellement mais inclut les provisions pour démantèlement.

(3) Le coût courant économique (CCE) mesure le coût d'investissement et d'opération du parc existant, son démantèlement ainsi que les provisions nécessaires à la reconstitution de l'investissement initial, à la fin de vie du parc, en euros constants. Le CCE retenu reflète le coût moyen du parc nucléaire sur la durée de son fonctionnement.

EDF par comparaison au calcul basé sur le coût du parc nucléaire.

B) Le gouvernement a favorisé EDF en lui accordant des frais d'intérêt plus importants qu'aux autres opérateurs (5,3 % contre 1,72 %). La directive européenne concernant le marché de l'électricité, applicable à l'époque des décisions étudiées, prévoyait que les États-membres pouvaient imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public, mais que celles-ci devaient être transparentes et non discriminatoires⁸. Des frais de financement

plus favorables réservés à l'opérateur historique constituent une aide d'État prohibée par le traité de l'Union. Les nouvelles lignes directrices précisent que les États ne doivent pas renforcer indûment les positions dominantes⁹.

C) La CSPE est un impôt et ne devrait pas être assujettie à la TVA. Or, le taux de TVA appliqué à la CSPE est de 20 %. Cet assujettissement à la TVA est une mesure léonine et devrait être censuré parce qu'il produit une cascade fiscale qui a pour effet de gonfler artificiellement le coût des énergies

8. Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché de l'électricité.

9. Directive 2014/C 200/01, lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

renouvelables. La TVA sur la CSPE appliquée de 2002 à 2015 inclusivement totalise 7,6 Mrd€, soit 1 fois et demi le déficit de recouvrement accumulé de la contribution unitaire.

- D) Les frais de portage de 5,3 % accordés à EDF par le gouvernement pour les insuffisances de remboursement sont également assujettis à la TVA. Le taux de portage atteint donc 6,36 % TTC sur la facture des consommateurs d'électricité assujettis, soit un montant total de 752 M€, sans compter les intérêts imputés depuis le 1^{er} janvier 2013. Il n'est pas légitime que le gouvernement ait imposé aux consommateurs des frais de retard de paiement rétroactifs, alors même que le cumul des insuffisances de recouvrement des charges avait été le fruit de sa seule décision.
- E) L'article 121-7 du Code de l'énergie stipule que les mêmes valeurs de coûts évités s'appliquent lorsque les installations appartiennent à EDF. Cette disposition a pour effet que les profits générés par EDF Énergies Nouvelles France SA (filiale indirecte à 100 % d'EDF) sont intégrés aux charges publiques et taxés à hauteur de 20 % dans la facture des consommateurs d'électricité. Les résultats avant impôt d'EDF EN France de 2009 à 2013 ont totalisé 203 M€¹⁰. Les profits de cette filiale d'EDF ne constituent pas un surcoût pour EDF ; pourtant, ils entrent dans le calcul des charges publiques et sont assujettis à la TVA.
- F) La gestion de crédits est exonérée de la taxe sur la valeur ajoutée en vertu de l'article 261 C du Code général des impôts¹¹. Ainsi, sont exonérées de TVA les recettes telles que les intérêts et les rémunérations assimilées à des intérêts¹². Dans les factures émises en 2015, EDF a appliqué la TVA au taux de 20 % sur le montant global de la CSPE, bien que les charges prévisionnelles de l'année comprennent une part pour couvrir les frais

de portage d'EDF et une autre part pour couvrir les frais financiers¹³.

2. Le calcul du coût évité par l'obligation d'achat en métropole continentale

Lors de sa promulgation en 2000, la loi relative à la modernisation du service public de l'électricité prévoyait la compensation des surcoûts par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à Électricité de France¹⁴. Cette formulation a été amendée à la suite de l'éveil de la Commission de régulation de l'électricité à la complexité de la notion de coûts évités. Dans une délibération datée de 2001, la Commission considérait que deux méthodes de calcul des coûts évités étaient proposées : soit l'analyse du fonctionnement du parc de production d'EDF, soit les prix de marché. La Commission affirmait alors que les deux méthodes n'avaient pas de raison de donner des résultats sensiblement différents car « *si EDF est un acteur économique rationnel, alors les prix de marché et les coûts de production d'EDF ne peuvent s'écarter durablement* ». Cependant, la véritable préoccupation de la Commission était que la prévision des conditions de fonctionnement du parc d'EDF lui était apparue d'une très grande difficulté alors qu'il était tellement plus simple de se référer à des indices publiés par des organismes privés. Ainsi, il suffirait de multiplier, mois par mois, les quantités prévues pour l'obligation d'achat par le prix à terme des indices retenus. Ces indices étaient ceux de Platt's pour la France et l'Allemagne et l'indice EEX de la bourse de Francfort¹⁵.

Par un amendement dans la loi de finances rectificative de 2004, la référence aux coûts d'investissement et d'exploitation du parc

10. EDF EN France SA, comptes sociaux au 31 décembre 2013.

11. Lorsqu'elle est effectuée par celui qui les a octroyés.

12. Direction générale des finances publiques, extrait du bulletin officiel des Finances publiques-impôts, disponible sur internet le 11 avril 2015.

13. CRE, délibération du 15 octobre 2015, JO n° 0302 du 31/12/2014, texte n° 217.

14. Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, art. 5.

15. Commission de régulation de l'électricité, *Proposition de la Commission de régulation de l'électricité en date du 20 décembre 2001 relative au montant prévisionnel des charges du service public de la production d'électricité pour 2002*, 20 décembre 2001.

Tableau 2

Source de la production du parc électrique français et marginalité sur le marché *spot* en 2013 (source : CRE)

	Part de production EDF ⁽¹⁾	Marginalité
HYDRAULIQUE	13 %	26 %
NUCLÉAIRE	76 %	7 %
GAZ NATUREL	1,5 %	1 %
CHARBON	4 %	13 %
IMPORTATIONS	6 %	4 %
PAYS FRONTALIERS	N/A	49 %

(1) Le parc de référence considéré ne tient pas compte des centrales dont la capacité installée est inférieure à 20 MW, soit 50 % de la filière gaz et 20 % de la filière fioul.

d'EDF fut donc remplacée par la référence au prix de marché qui a été reprise dans l'article 121-7 du Code de l'énergie. Aujourd'hui, la CRE calcule les coûts évités par l'obligation d'achat d'EDF sur la base de moyennes pondérées des prix cotés sur la plateforme *EPEX Spot* et le marché à terme *EEX Derivatives*.

3. Le marché de l'électricité

La CRE définissait récemment le prix de marché d'EDF comme les coûts du parc réel, soit sur l'année écoulée, soit sur la moyenne de plusieurs années¹⁶. Cette définition se distingue du calcul des coûts évités d'EDF pour les obligations d'achat car le prix de marché retenu est alors le prix de transaction sur les marchés boursiers, sans référence aux performances du parc d'EDF.

La décision de calculer les coûts évités sur la base des prix cotés de l'électricité a des conséquences financières importantes. Par exemple, le prix moyen de l'électricité sur le marché « Spot base Epex » en 2014 a été de €35 / MWh, en baisse de 17 % sur un an¹⁷, soit un niveau inférieur au coût de production des centrales nucléaires en France dont le coût complet de

production est estimé à €61 / MWh¹⁸. Malgré les prix bas du marché boursier, liés à un surplus de capacité de production, EDF n'a pas fermé de centrale de base et est demeurée rentable, parce que la société vend l'essentiel de sa production sur le marché de détail auprès des industriels, des entreprises et des particuliers, ce qui lui permet de préserver une marge bénéficiaire confortable¹⁹. En d'autres termes, le marché boursier n'est pas le marché principal de l'électricité d'EDF. Le tableau 2 montre que le prix horaire issu des enchères journalières correspond rarement au coût marginal des installations d'EDF, mais plus souvent au coût de la production électrique étrangère (une filière est dite marginale lorsque son coût de production marginal est celui du marché coté²⁰).

En termes généraux, le marché de l'électricité concerne la quantité ou la valeur globale des échanges d'électricité en France sur une période donnée. En fait, il n'existe pas un, mais

18. Coût complet de production à partir du coût courant économique calculé par la Cour des comptes, en incluant les dépenses de recherche publique (€7,37 / MWh) et compte tenu de l'impact des projets de maintenance post-Fukushima (soit €54,2 / MWh). Ce coût complet ne comprend pas le coût de l'assurance du risque nucléaire. Voir : Sénat, *Rapport sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques*, n° 667, 11 juillet 2012.

19. « Électricité : quand le modèle français résiste mieux que l'allemand », *Le Point*, 13 mars 2015.

20. CRE, *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel*, rapport 2013-2014.

16. CRE, *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité*, juin 2013, p. 43.

17. Commissariat général au développement durable, *Conjoncture énergétique janvier 2015*, n° 616, mars 2015.

plusieurs marchés. Le marché entier est divisé en différentes catégories. Chacune constitue un marché spécifique : le marché résidentiel, le marché *OTC day-ahead*, le marché d'ajustement, etc. La cotation en Bourse est un prix caractérisé par une forte volatilité qui peut différer des coûts de production du parc réel et des contrats bilatéraux quant aux prix et aux règles de transaction. La part de marché EEX du marché à terme de l'électricité était de 6,8 % en 2011, de 3 % en 2012 et de 3,6 % en 2013. L'essentiel des transactions répertoriées sur le marché à terme est attribué aux courtiers qui détiennent environ 95 % de parts de ce marché.

L'électricité est un bien fongible pour les consommateurs ; c'est-à-dire qu'un kilowatt n'est pas distinguable d'un autre. En revanche, les producteurs offrent en Bourse un produit transformé qui se différencie selon la source primaire d'énergie. Les producteurs vendent de l'énergie stockable (hydraulique) ou commandable (thermique) ou fatale (éolien, photovoltaïque). Les deux premières catégories doivent être offertes à un prix couvrant les coûts fixes et variables, alors que l'énergie fatale doit être vendue à tout prix positif. Lorsque la capacité installée dans un marché régional est insuffisante, cela favorise le renforcement de position dominante et la manipulation des prix sur les marchés cotés. À l'inverse, lorsque la capacité installée est trop importante comme c'est le cas en Europe actuellement, la rentabilité des producteurs est réduite et les prix sur certains marchés peuvent glisser sous la barre des coûts de production, voire devenir négatifs sur des périodes de quelques heures.

4. Le prix de l'électricité

Près de 80 % de l'électricité produite par EDF provient du parc nucléaire. Nous savons aussi que l'évolution des dépenses d'EDF de 2007 à 2012 a été de 24 % sur la base des coûts comptables, comprenant les coûts fixes et variables ainsi que l'amortissement et la marge bénéficiaire. Les investissements annuels ont doublé

sur la même période²¹. Alors que le coût courant économique (CCE) de la production nucléaire d'EDF en 2010 était estimé à 49,5 € / MWh, le CCE progresse à 54,2 €/MWh avec la prise en compte des projets de maintenance jugés nécessaires par l'Autorité de sûreté après l'accident de Fukushima²². Pourtant, les prix *intraday* et *day-ahead* France de l'électricité cotés en Bourse ont connu une nette tendance baissière au cours des dernières années. La

La déconnection de la bourse de l'électricité et du parc réel est manifeste

déconnection de la bourse de l'électricité et du parc réel est manifeste. Alors que les dépenses de production et d'investissement d'EDF augmentent, les prix cotés de l'électricité en base et en pointe ont chuté de 28 % de 2011 à 2014. Or, le coût évité

retenu par la CRE pour le calcul des surcoûts d'EDF pour l'achat obligé d'électricité est en ligne avec le marché *day-ahead* en base, c'est-à-dire avec le prix coté le plus avantageux pour EDF dont les surcoûts dus aux achats obligés doivent être compensés par la CSPE.

Le tableau 3 montre que le prix des transactions boursières répertoriées en 2014 a été nettement inférieur au coût prévisionnel moyen qui avait été anticipé par la CRE en 2013. En ce cas, l'article 121-19 du Code de l'énergie dispose que la régularisation des charges de 2014 intervienne l'année suivante. Selon la méthode adoptée par la CRE, cette régularisation des charges 2014 sera annoncée en octobre 2015 et ajoutée en 2016 aux charges des consommateurs assujettis.

Le corollaire du développement des énergies renouvelables est que le taux d'utilisation des installations classiques baisse, y compris celui du parc nucléaire qui doit, de surcroît, participer au suivi de charge quotidien, ce qui augmente les charges de maintenance²³.

21. CRE, *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF*, 2013, *op. cit.*

22. Sénat, *Rapport sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques*, n° 667, 11 juillet 2012.

23. Nuclear Energy Agency, *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, 2011; Bruynooghe C., Eriksson A., Fulli G. *Load-following operating mode at Nuclear Power Plants and incidence on*

Tableau 3

Prix cotés sur les marchés *intraday* et *day-ahead* comparés au coût aléatoire des achats obligés retenu par la CRE (sources : EPEX SPOT Paris ; CRE)

	2006 ⁽¹⁾	2007 ⁽¹⁾	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Prix <i>intraday</i> , €/MWh	-	62,70 €	74,20 €	45,30 €	47,60 €	48,80 €	47,00 €	44,30 €	34,90 €
Prix <i>Day-ahead</i> , en base €/MWh	49,30 €	40,90 €	69,20 €	43,00 €	47,50 €	48,90 €	46,90 €	43,20 €	34,60 €
Prix <i>day-ahead</i> , en pointe €/MWh	61,10 €	51,50 €	82,90 €	52,40 €	54,50 €	60,80 €	59,50 €	55,10 €	43,70 €
Coût retenu par la CRE €/MWh	55,10 €	45,30 €	66,40 €	44,70 €	47,90 €	48,50 €	45,50 €	44,90 €	41,90 € ⁽²⁾
Taux de convergence <i>day-ahead</i> France-Allemagne %	0,10 %	0,30 %	0,10 %	0,10 %	7,70 %	67,00 %	63,00 %	48,00 %	68,00 %

(1) Le marché *intraday* France a démarré fin 2007.

(2) Montant prévisionnel.

Le taux d'utilisation des centrales est un paramètre sensible. Par exemple, le coût de production par mégawatheure des centrales nucléaires et thermiques augmente de l'ordre de 50 % lorsque la durée d'appel annuelle baisse de 8 000 à 5 000 heures²⁴. Logiquement, le surcoût dû à l'introduction progressive des énergies renouvelables devrait donc diminuer puisque la durée d'appel des centrales classiques diminue. Or, c'est l'inverse qui se produit car la CRE mesure le coût évité par l'achat obligé des énergies renouvelables sur la base des prix cotés qui sont dépréciés par les surplus de capacité de production en Europe, liés en partie à l'augmentation de la production d'énergie renouvelable. On en conclut que la méthodologie de la CRE mesure non seulement les coûts évités à EDF par les énergies renouvelables, mais aussi l'effet de la conjoncture économique et de l'introduction progressive des énergies renouvelables sur les marchés où sont négociés les surplus d'énergie.

Operation and Maintenance costs. Compatibility with wind power variability, European Commission, 2010.

24. Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique*, texte internet du 10 mars 2015.

5. Le taux d'intérêt accordé à EDF pour les retards de recouvrement

Depuis 2009, la CSPE appliquée est insuffisante pour couvrir les charges de service public couvrant les surcoûts estimés en raison des obligations d'achat s'ajoutant aux dispositions sociales en métropole et dans les zones non interconnectées (ZNI).

Cette situation est anormale car, dans sa version amendée en 2009, la loi n° 2000-108 relative à la modernisation du service public prévoyait dans son article 5 que le montant de la CSPE applicable devrait être calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges. Bien entendu, des écarts pouvaient se produire entre les prévisions et les montants constatés en fin d'année. Dans ce cas, il était prévu que la régularisation interviendrait l'année suivante au titre des charges dues pour l'année. Cela signifiait, par exemple, que les écarts de l'année 2010 (l'année N) seraient constatés en 2011 (année N+1) et ajoutés aux charges de 2012 (année N+2). Cette modalité a été reprise dans le Code de l'énergie aux articles 121-13 et 121-19.

Ainsi, la loi n'a pas envisagé de cumuler le défaut de recouvrement de la CSPE au-delà de N+2. Pourtant, c'est ce qui s'est produit. En pratique, le ministre chargé de l'Énergie n'a pas

Tableau 4

Insuffisance du recouvrement des charges de service public avec intégration des frais de portage en 2013 (source : CRE, délibérations du 15/10/2014 et du 9/10/2013)

	Contribution unitaire		CSPE perçue dans l'année M€	Recouvrement annuel nécessaire ⁽¹⁾ M€	Défaut de recouvrement cumulé d'EDF ⁽¹⁾ M€
	Recommandée €/MWh	Appliquée €/MWh			
2002	3	3	1 254	1 299	-45
2003	3,3	3,3	1 206	1 450	-244
2004	4,5	4,5	1 633	1 667	-34
2005	4,5	4,5	1 664	1 460	204
2006	4,5	4,5	1 626	1 559	67
2007	3,4	4,5	1 421	1 238	183
2008	4,27	4,5	1 637	1 571	66
2009	5,8	4,5	1 550	2 077	-527
2010	6,5	4,5	1 809	2 898	-1 089
2011	12,9	7,5 puis 9	2 662	5 103	-2 441
2012	13,7	9 puis 10,5	3 377	6 929	-3 552
2013	18,8	13,5	5 146	9 404	-4 258
2014	22,5	16,5	5 903	10 744	-4 841
2015	25,9	19,5	7 002	11 535	-4 533

(1) Un montant de 278 M€ pour les achats d'électricité en 2014 a été ajouté au défaut de recouvrement en 2015. Ce montant correspond à la différence entre le coût évité prévisionnel et le prix *day-ahead* base EPEX en 2014, soit € 7,30 / MWh pour l'achat de 38 068 GWh, selon la méthodologie de la CRE.

déterminé les montants annuels de la CSPE nécessaires pour couvrir les charges de service public. De 2005 à 2008, les contributions étaient excédentaires, comme on le voit sur le tableau 4. En revanche, le développement des énergies renouvelables a provoqué une insuffisance à partir de 2009 (voir Fig. 1). La loi de finances pour 2011 a modifié les règles de fixation du niveau de la contribution unitaire en prévoyant qu'en l'absence de décision du ministre avant le 31 décembre la proposition de la CRE s'appliquerait alors par délégation, mais, dans ce cas, l'augmentation annuelle de la CSPE serait plafonnée à 3 €/MWh. Le cumul des insuffisances de recouvrement a ainsi continué à croître.

A) Un arrêté contestable

Par lettre à la Cour des comptes datée du 21 janvier 2011, le ministre de l'Énergie a justifié l'insuffisance de la contribution unitaire afin de combler le déficit accumulé « pour éviter les

chocs préjudiciables au système et affectant le pouvoir d'achat des Français »²⁵. Pourtant, le ministre ne pouvait ignorer que le cumul du déficit impliquait une progression reportée, mais aggravée de la contribution unitaire et qu'EDF s'était retrouvée avec une créance qui pesait de façon croissante sur sa trésorerie. L'augmentation des tarifs régulés d'EDF avait déjà été freinée et l'effet sur l'entreprise avait été préoccupant. Ainsi, au cours des années 1981-1983, le gouvernement avait cessé ses dotations en capital à EDF, sans la compensation tarifaire qui lui aurait permis de financer l'expansion du parc nucléaire. L'entreprise publique avait alors essuyé des déficits accompagnés

25. Réponse du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique à l'insertion de la Cour des comptes sur la CSPE dans le rapport public de 2011. Voir : Cour des comptes, *La contribution au service public de l'électricité*, juin 2012, p. 24, note 9.

d'un doublement de son endettement. La restauration des capitaux propres d'EDF avait ensuite été effectuée par un rattrapage tarifaire sans application d'un taux d'intérêt²⁶.

Le décret d'application de la CSPE (2004) prévoyait le versement d'intérêts au taux légal dans le cas où les versements aux opérateurs créditeurs ne seraient pas versés par la Caisse des dépôts dans les délais prescrits²⁷. En revanche, le décret ne faisait aucunement mention du paiement d'intérêts pour les frais de portage des écarts supportés par les opérateurs créditeurs. À la suite de discussions entre EDF et son actionnaire majoritaire, le ministre de l'Énergie a engagé le gouvernement à prendre en compte le financement d'EDF, par lettre datée du 8 janvier 2013. Le taux retenu par le ministre était de 5,3 %, appliqué rétroactivement à l'insuffisance cumulée de la CSPE, estimée par EDF au 31 décembre 2012 à 4 341 M€²⁸. Il en est résulté un arrêté portant au crédit d'EDF des frais de portage au montant de 627 M€ qui ont été additionnés à la régularisation des charges de 2013²⁹.

Cet arrêté fixant des frais de portage de 627 M€ au crédit d'EDF est contestable. Tout d'abord, la loi n'a jamais autorisé le cumul d'insuffisance de contributions aux charges. Au contraire, la loi dicte que la CSPE doit couvrir l'ensemble des charges. Les écarts entre les charges prévisionnelles et les charges constatées doivent, pour leur part, être réglés dans l'année N+2. Les clients des opérateurs n'ont pu demander le report des hausses nécessaires de la CSPE car ils n'ont jamais été consultés sur cette question. C'est donc en raison de la décision des ministres de l'Énergie que le cumul des insuffisances des perceptions de la CSPE s'est développé.

26. Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, janvier 2012.

27. Décret n° 2004-90 du 28 janvier relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, art. 15.

28. CRE, *délibération du 15/10/2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015*, JO n° 0302 du 31/12/2014, texte n° 217.

29. Arrêté du 18 septembre 2014 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité et pris en application de l'article 59 de la loi n° 2013-1279 du 29 décembre 2013.

B) Un taux de portage excessif

Deuxièmement, le taux de portage de 5,3 % est trop élevé. Le taux a été négocié en privé par EDF et son actionnaire majoritaire pour le bénéfice exclusif d'EDF. La compensation rétroactive pour les retards de recouvrement d'EDF jusqu'au 31 décembre 2012 a été officiellement décidée dans la loi de finances rectificative de 2013³⁰. Le montant a été fixé à 627 millions d'euros par arrêté³¹. Les entreprises locales de distribution ont aussi connu des insuffisances de remboursement des charges publiques, notamment en raison des écarts constatés d'une année à l'autre. Cependant, elles n'ont pas bénéficié de la rémunération accordée à EDF, ce que la CRE a d'ailleurs mentionné expressément³². L'État a néanmoins pensé aux autres opérateurs, mais en des termes moins généreux et sans effet rétroactif. Un décret adopté en 2014 a initié la majoration des charges imputables pour tous les opérateurs (y compris EDF), au taux d'intérêt de 1,72 %, quant au déficit ou excédent de compensation constaté l'année antérieure, à compter du 1^{er} janvier 2013³³.

Le taux de portage accordé par le gouvernement à EDF apparaît d'autant plus généreux que les taux d'emprunt par EDF sur le marché obligataire sont bas, notamment parce que sa dette a été historiquement garantie par l'État. Aujourd'hui, EDF est une société inscrite en Bourse, mais elle continue à bénéficier de la notation de la France pour son financement, grâce à la participation dominante de l'État dans son capital et à la garantie financière de l'État pour les risques majeurs, notamment le risque nucléaire³⁴. Au 31 décembre 2014,

30. Loi n° 2013-1279 du 29 décembre 2013 de finances rectificative pour 2013, art. 59.

31. Arrêté du 18 septembre 2014 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité et pris en application de l'article 59 de la loi n° 2013-1279 du 29 décembre 2013.

32. CRE, *délibération du 15/10/2014*, *op. cit.*

33. Décret n° 2014-1136 du 7 octobre 2014 modifiant le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

34. Voir G. Brassard, « Les risques majeurs et la garantie financière de l'État en France », *Revue de l'énergie*, n° 605, pp. 5-21, janvier-février 2012.

Tableau 5

Récents emprunts par EDF à court et moyen terme

(source : EDF, comptes consolidés au 31 décembre 2014)

Type d'emprunt	Date d'émission	Échéance	Montant M€	Devise	Taux
Euro MTN	janvier-12	janvier -22	2 000 €	EUR	3,88 %
Euro MTN	septembre-12	mars-23	2 000 €	EUR	2,75 %
Euro MTN	novembre-13	avril-21	1 400 €	EUR	2,25 %
Obligation	janvier-14	janvier -17	1 000 €	USD	1,15 %
Obligation	janvier-14	janvier -19	1 250 €	USD	2,15 %

le coût moyen de la dette d'EDF était de 3,3 % avec une maturité moyenne de 13,2 ans³⁵. Les frais de portage constituent une créance d'État de court terme et devraient donc connaître le

même taux que celui des autres opérateurs. On peut alléguer que le montant des frais de portage accordé à EDF par la France constitue une aide d'État prohibée par l'article 107 du traité de fonctionnement de l'Union européenne. Ce montant est une subvention accordée par l'État à EDF aux frais de tous les consommateurs d'électricité, qu'ils soient clients d'EDF ou non³⁶. Cette somme considérable favorise les projets de développement d'EDF dans l'Union européenne alors que ses concurrents nationaux et étrangers en sont privés.

6. L'achat d'électricité dans les ZNI avec la France continentale

Dans les ZNI, le calcul des surcoûts résultant des achats d'électricité provenant d'une installation qui y est implantée diffère de celui effectué en métropole continentale. Les surcoûts ne sont pas mesurés par référence aux prix de marché, mais par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente

La référence au tarif réglementé gagne en clarté

d'électricité³⁷. La référence au tarif réglementé gagne en clarté et démontre que l'administration française est en mesure de calculer les coûts évités par les énergies renouvelables sur la base des

coûts de production du parc réel. En France continentale, on pourrait s'inspirer de la pratique dans les ZNI et calculer les surcoûts en référence au coût moyen de production d'EDF, c'est-à-dire d'utiliser la performance de l'opérateur historique sur le marché, plutôt que les valeurs négociées par les autres opérateurs en bourse.

Le coût combiné du surcoût des achats d'électricité et de la péréquation tarifaire des ZNI représente environ 30 % des charges annuelles de la CSPE, pour moins de 5 % de la population de la France entière. Cette disproportion provient du double privilège d'une subvention à l'achat et d'une autre à la production d'électricité dont jouissent les habitants de ces zones.

Cette double subvention constitue un mauvais signal. Le coût moyen des achats d'électricité dans les ZNI est environ 4 fois plus élevé que les coûts de production en métropole continentale (tableau 6). S'il est raisonnable d'encourager le développement de l'autoproduction dans les régions où les coûts de production d'électricité sont très élevés, il est contradictoire d'en subventionner aussi la consommation. Il n'existe aucune raison

35. EDF, *Endettement financier et cash-flow*, internet, 6 mars 2015.

36. Sous réserve des plafonds consentis par les articles 121-11 et 121-12 du Code de l'énergie.

37. Art. 121-7 du Code de l'énergie.

Tableau 6

Coûts prévisionnels des achats d'électricité dans les ZNI en 2015 (source : CRE)

	Éolien (GWh)	PV (GWh)	Bagasse/ charbon (GWh)	Thermique (GWh)	Autres (GWh)	Achats totaux (GWh)	Coût total ⁽²⁾ (M€)	Coût moyen ⁽²⁾ (€/MWh)
Corse	42	164	-	322	753(1)	1 281	210 €	164 €
Guadeloupe	56	102	572	1 002	91	1 822	422 €	232 €
Martinique	1	86	-	898	28	1 013	283 €	279 €
Guyane	0	61	-	0	31	91	32 €	352 €
La Réunion	16	246	1 563	472	17	2 313	481 €	208 €
TOTAL (GWh)	115	658	2 135	2 694	920	6 521		
Coût total (M€)	14 €	300 €	324 €	728 €	62 €	1 428 €	1 428 €	
Coût (€/MWh)	119 €	456 €	152 €	270 €	376 €	219 €		219 €

(1) Incluant 691 GWh d'interconnexions pour un coût de 37,4 M€

(2) Estimation basée sur le coût moyen pondéré des sources d'énergie achetées dans les ZNI.

justifiant l'alignement des tarifs de vente hors taxes dans les ZNI sur ceux de la métropole. Au contraire, la différenciation régionale des prix est un signal économique important.

L'île de Mayotte illustre notre propos. La péréquation tarifaire y a été mise en place progressivement de 2003 à 2007. En conséquence, les revenus de la production d'électricité ont chuté de 40 % de 2003 à 2013, alors que la consommation augmentait de 138 % à la faveur de réductions tarifaires graduelles. Pour leur part, les coûts de production d'électricité ont été multipliés par 5 pendant cette même période, en raison du développement d'installations photovoltaïques à partir de 2009, profitant des arrêtés tarifaires nationaux³⁸. Des économies substantielles pourraient être réalisées dans les ZNI par une politique adaptée qui viserait à une consommation plus rationnelle des ressources fiscales. La transition énergétique doit mener au développement de technologies propres dans un contexte d'utilisation rationnelle des ressources, ce qui exclut, bien entendu, d'encourager le gaspillage.

**La différenciation
régionale des prix
est un signal
économique important**

7. La surévaluation des surcoûts

Le tableau 7 résume les principaux éléments de la surévaluation des surcoûts causés à EDF par l'achat d'énergie éolienne et photovoltaïque, incluant les frais de portage arrêtés en 2013, lesquels n'ont toujours pas été payés. Il montre en premier lieu la sous-évaluation en 2015 du coût évité des productions éolienne et photovoltaïque en métropole continentale, en retenant les coûts de production du parc réel comme coût évité. Cette estimation s'appuie sur les prix de l'ARENH et sur le coût courant économique avant la prise en compte des frais de maintenance projetés à la suite de l'accident de Fukushima (voir tableau 1).

Le deuxième élément du tableau concerne les frais de portage de 5,3 % que le gouvernement a accordé exclusivement à EDF. Dans ce cas, le tableau reprend la différence entre le taux d'intérêt de 1,72 % accordé à l'ensemble des opérateurs et le taux exceptionnel de 5,3 % dont bénéficie EDF. Le troisième élément représente un bénéfice d'arbitrage présumé pour les quantités d'énergie éolienne et photovoltaïque lorsque le prix de marché retenu par la CRE est supérieur aux coûts du parc réel. Dans ce

38. CRE, *La contribution au service public de l'électricité: mécanisme, historique et prospective*, 2014.

Tableau 7

Surévaluation des surcoûts de l'achat obligé d'énergie éolienne et photovoltaïque en métropole continentale

	Base ARENH (42€/MWh) (M€)	Base CCE (49,5/MWh) (M€)
Sous-évaluation 2015 des coûts évités⁽¹⁾	84 €	186 €
Surévaluation du taux de portage⁽²⁾	472 €	472 €
Arbitrage⁽³⁾	67 €	34 €
Sous-total	622 €	692 €
TVA (20 %)⁽⁴⁾	155 €	169 €
TOTAL	777 €	861 €

(1) Différence entre le coût de production et le prix de l'électricité retenu par la CRE dans le calcul prévisionnel du coût évité par les achats d'énergie éolienne et photovoltaïque.

(2) Différence entre les taux de portage de 5,3 % et 1,72 % appliqués au défaut de recouvrement de EDF de 2002 au 31/12/2012.

(3) L'arbitrage est un profit présumé pour EDF égal à 10 % du prix mensuel retenu par la CRE lorsque le coût de production du parc réel est inférieur au prix estimé par la CRE, autant pour l'énergie dite « quasi-certaine » que pour l'énergie dite « aléatoire ».

(4) Le montant de TVA inclut la portion résiduelle du portage de 155 M€ au taux de 1,72 %.

cas, nous réintégrons un bénéfice d'arbitrage de 10 % qui a pu être réalisé par EDF sur ces quantités d'énergie car la société est en mesure de réaliser une marge bénéficiaire au-dessus du coût de production du parc réel. En effet, il n'est pas crédible que l'ensemble de la production fatale soit vendue au prix du marché *day-ahead* en base (le prix le moins avantageux) comme le suggère la méthodologie adoptée par la CRE (voir tableau 3). Il est plus vraisemblable que cette énergie soit vendue, selon les opportunités, à des particuliers à bon prix, en pointe sur *EPEX Spot* ou exportée. Pour la clarté du sujet, notons que l'énergie de source variable dont la livraison est contingente (l'électricité dite « aléatoire ») peut être vendue à profit sur le marché à terme, dès lors que le marché est en *contango* – situation où le prix d'une denrée pour une livraison future est supérieur au prix *spot* –, ce qui est habituel dans les marchés de matières premières qui ne connaissent pas d'insuffisance de capacité de production ou de contrainte de livraison. Dans l'éventualité où les prévisions indiqueraient que l'énergie ne pourrait pas être livrée, l'opérateur pourrait alors couvrir sa position à profit sur le marché *spot*.

EDF bénéficie de la générosité du gouvernement dans la gestion des charges de service public. Toutefois, l'État est le grand bénéficiaire

du gonflement des revenus de l'opérateur historique. Les activités d'EDF rapporteront environ 6 milliards d'euros à l'État en 2015. En effet, le taux effectif d'impôt d'EDF est d'environ 34 % ; les impôts sur le résultat payés en 2014 ont ainsi atteint 2 614 M€. De plus, le taux de distribution de dividendes d'EDF est de l'ordre de 60 %, ce qui a procuré 1 966 M€ à l'État en 2014. Enfin, un taux de TVA de 20 % est appliqué à la CSPE, ce qui devrait rapporter 1 400 M€ en 2015.

Les problèmes d'interprétation étudiés ici nous ramènent aux conflits d'intérêt qui caractérisent la gestion de l'industrie de l'électricité en France et qui ont contribué à l'attribution d'aide d'État à EDF, malgré la prohibition du traité de fonctionnement de l'Union européenne. Pour mettre fin aux conflits d'intérêt qui gênent le développement des énergies renouvelables, l'État doit vendre ses participations dans les entreprises qui sont actives dans le domaine marchand, telle que GDF-Suez, et enjoindre EDF de se séparer de sa filiale française dans les énergies renouvelables³⁹.

39. Voir sur cette question G. Brassard, « La difficile neutralité concurrentielle entre opérateurs publics et privés. Le cas de l'industrie de l'électricité en France », *Revue de l'énergie*, n° 620, pp. 285-305, juillet-août 2014.

Par ailleurs, il y aurait sans doute avantage autant pour les consommateurs d'électricité que pour le développement de l'industrie si la CRE gagnait son indépendance de l'actionnaire principal des deux plus importants électriciens du pays. Sa mission de protecteur de la concurrence serait ainsi crédible. La Commission de régulation perçoit les difficultés de l'industrie, mais son mandat est étroit, limité à la surveillance de l'accès aux réseaux, au contrôle de l'information administrative de l'industrie et à un rôle consultatif auprès du gouvernement. La CRE pourrait être allégée d'une partie de sa routine indûment complexe (notamment pour la gestion de la CSPE) et libérée de sa tutelle ministérielle pour être soumise au contrôle parlementaire.

8. Conclusion

Le débat relatif à la méthodologie du calcul des surcoûts que nous avons abordé est important sur le plan financier à plus d'un égard. D'une part, il est préférable que les signaux économiques permettent d'arbitrer efficacement les investissements en infrastructures énergétiques, sans tromperie. D'autre part, il est impératif pour la rentabilité du groupe EDF que l'évolution des prix de l'électricité soit modérée. La progression courante de la facture d'électricité (dont la CSPE prend une part croissante) menace la rentabilité des investissements dans les centrales de production et les réseaux de transport et distribution. Aux États-Unis, les entreprises productrices d'électricité perçoivent déjà une menace importante dans le mouvement de décentralisation qui caractérise l'industrie. Des entreprises majeures⁴⁰ autant que des particuliers investissent dans des équipements pour devenir auto-producteurs. Le risque consiste en ce qu'un grand nombre de clients, autrefois captifs des réseaux d'électricité, décident de rompre leur abonnement parce cela serait économiquement rationnel⁴¹. Ainsi, un nombre de plus en plus restreint de

clients devraient défrayer les coûts fixes croissants du réseau.

Pour favoriser le développement des énergies renouvelables et la concurrence dans l'industrie, il serait préférable de transférer la responsabilité des obligations d'achat à une entité distincte du groupe EDF. Comme le faisait remarquer le rapporteur de la Commission sénatoriale d'enquête sur le coût de l'électricité, le système actuel force l'opérateur historique à acheter de l'électricité à ses concurrents, lesquels peuvent être soumis à des conditions injustifiées⁴². Le rapporteur, faisant écho à la Cour des comptes, réfléchissait à un transfert de la gestion des obligations d'achat à RTE, ce qui laisserait le contrôle des obligations d'achat au groupe EDF.

En pratique, une meilleure allocation des ressources pourrait être atteinte si une nouvelle entité était créée avec tous les producteurs indépendants d'énergie renouvelable au titre d'actionnaires obligés, avec la participation éventuelle de RTE. Cette entité à but lucratif pourrait avoir comme fonction non seulement la gestion des obligations d'achat, mais aussi celle de la responsabilité d'équilibre, les prévisions de production d'énergie renouvelable, l'arbitrage, l'ajustement (à la hausse comme à la baisse), la production et les transactions sur tous les marchés d'électricité. Afin de permettre à cet intervenant d'être crédible sur les marchés de gros et de détail, il conviendrait de lui donner un accès privilégié à l'ARENH. L'entité créée agirait dans l'intérêt des producteurs indépendants qui, tous ensemble, avec les énergies renouvelables et l'ARENH, auraient la responsabilité de transiger des quantités d'énergie considérables, mais aussi les moyens de réunir des compétences professionnelles spécialisées, ce qui est trop coûteux pour des petites structures.

C'est ainsi que le marché français serait dynamisé par la concurrence entre l'opérateur historique, adossé sur un parc de production classique, et une structure importante orientée vers les énergies renouvelables et l'innovation. ■

40. "Apple construirá una planta solar para autoabastecerse", *El País*, 12 février 2015.

41. Smith R, "The Latest Threat to U.S. Power Grid", *The Wall Street Journal*, 4 février 2015.

42. Sénat, *Rapport sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques*, n° 667, 11 juillet 2012, p. 248.