

REFGOV

Reflexive Governance in the Public Interest

Institutional Frames for Markets

La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France : Faut-il
corriger les effets du marché continental européen ?

By Dominique Finon and Jean-Michel Glachant

Working paper series : REFGOV-IFM -54

La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France :

Faut-il corriger les effets du marché continental européen ?

Dominique FINON, Directeur de recherche CNRS, CIRED,
et Jean-Michel GLACHANT, professeur, GRJM-ADIS, Université Paris-Sud

Working Paper GRJM¹

Résumé

La réforme concurrentielle de l'électricité va engendrer une hausse de prix pour les consommateurs français. Cette hausse tient au mécanisme concurrentiel de formation des prix horaires sur le marché continental intégré. Ce mécanisme permet aux équipements nucléaires existants de dégager une rente de rareté, sans que cette rente puisse inciter les producteurs à investir dans des équipements nucléaires du fait de barrières sociales et politiques. Le sacrifice des consommateurs français n'est donc pas transitoire, puisque il ne peut pas être suivi de baisses de prix futures après investissement dans plus de nucléaire. Les rentes de rareté des équipements en place ne reviennent donc qu'aux actionnaires des entreprises détenant ces équipements à bas coût de combustible.

Peut-on trouver une compensation légitime pour les consommateurs français ? On explore différents systèmes de réallocation de la rente qui soient à la fois simples, bien perçus comme une compensation délibérée de cette hausse de prix, et qui ne fausserait pas le fonctionnement des nouveaux marchés concurrentiels. Un tel procédé pourrait contribuer à la pérennité de la réforme concurrentielle des marchés électriques.

¹ Les réflexions de ce *Policy Paper* doivent beaucoup aux échanges avec Elliot Romano, alors membre du GIS LARSEN, dont la recherche a porté sur les possibilités de réallocation d'une rente de rareté des moyens de production nucléaire. Voir E. Romano, *La formation des prix sur un marché électrique à dominante nucléaire : entre efficacité et équité*, Working Paper LARSEN.

Les Français doivent-ils s'inquiéter de l'ouverture complète du marché de l'électricité à la concurrence engagée en juillet 2007 ? Ils connaissent bien les effets de la fin d'un monopole depuis la libéralisation des télécoms, il y a plusieurs années. Elle s'est accompagnée de l'introduction de nouveaux services et d'une diminution continue des prix des communications. Les avantages l'ont donc emporté sur les inconvénients, comme la difficulté d'apprentissage de nouvelles pratiques et les risques d'une dépendance vis à vis d'un oligopole concentré entre quelques grandes entreprises. Cependant, avec l'électricité, les avantages de l'ouverture complète sont moins clairs et les inconvénients sans doute plus nombreux. Les consommateurs ne peuvent attendre autant d'innovations, sauf un développement d'offres de service énergétique. Et ils doivent s'attendre à une hausse significative des prix quand les tarifs réglementés seront supprimés,

Devant les inquiétudes de l'opinion publique, les gouvernements ont souhaité protéger tous les groupes de consommateurs au fur et à mesure de l'ouverture successive à la concurrence des différents segments de marché. Et ils ont proposé de maintenir jusqu'en 2010 au moins des tarifs réglementés, séparés des prix de marché et rattachés aux coûts historiques de l'entreprise historique². Cependant des dispositions permanentes de cette nature seraient contraires aux Directives européennes de libéralisation des marchés électriques, comme le Conseil Constitutionnel ou le Conseil d'Etat l'ont confirmé en 2006 et 2007. Après la disparition annoncée de ces tarifs réglementés en 2010, les ménages, les PME et les industriels s'aquitteront donc des prix de marché vraisemblablement plus élevés. Ces hausses annoncées ne manquent pas de mettre en cause les bienfaits supposés de l'ouverture à la concurrence électrique pour les consommateurs en France, alors que notre pays bénéficie depuis trois décennies d'une infrastructure industrielle d'équipements performants et désormais en grande partie amortis. Mais le marché français est maintenant lié à un marché plus vaste, dont les fondamentaux industriels et économiques sont sensiblement différents des siens. Comme on le montrera, la fixation des prix en France dépend directement du fonctionnement du marché électrique à l'échelle continentale.

Dans une première étape, nous expliquerons le niveau élevé des prix de l'électricité sur le marché français en montrant que ce « choc réglementaire » de la libéralisation a fait apparaître une rente de rareté pour les équipements à bas coût de combustible déjà construits. Nous examinerons la perte de surplus du consommateur français qui en découle, au bénéfice du producteur historique. Dans une seconde étape nous nous demanderons si cet effet devrait être compensé par une réallocation de la rente de rareté. Nous chercherons si cette rente de rareté qui, selon la théorie, est une incitation à investir en équipements efficaces, aura effectivement cet effet de réoptimisation sur l'ensemble du parc européen. Or cette évolution semble très peu probable, en raison des contraintes politiques très fortes qui s'opposent à l'installation de nouvelles centrales nucléaires dans un bon nombre de pays européens. Nous examinerons donc, dans une dernière étape, s'il

²Le gouvernement a aussi créé en 2007 un « *tarif de retour* » pour les professionnels ayant déjà fait jouer leur éligibilité.

existe des méthodes acceptables de réallocation de cette rente aux consommateurs français, soit par les prix, soit par les revenus.

1. La « rente de rareté » formée par l'écart entre prix de marché et coût de l'opérateur historique

Précisons comment l'écart entre les prix du marché de gros et les prix de revient de court terme des équipements à bas coût d'opération couvre en partie une rente de rareté des équipements à bas coût de combustibles³, et donc en premier lieu des équipements nucléaires.

- 1.1. *Le prix du marché horaire reflète le coût du producteur marginal et signale la rareté des équipements*

Revenons sur la formation des prix dans un marché libéralisé. Ces prix se forment sur le marché « *spot* » horaire par confrontation de l'offre et de la demande. Un prix est établi, en reprenant l'offre du producteur qui possède la dernière unité à entrer en action sur un « *ordre de mérite* » des offres. Bien qu'ils sont horaires (ou semi-horaires), ces prix, sont supposés malgré tout envoyer un signal de rareté sur le long terme. En particulier quand l'ensemble du parc des producteurs est structurellement inadapté dans sa répartition entre les différentes techniques de production et qu'il est donc « *sous-optimal* ». Dans ce cas, les prix horaires s'établissent à un niveau moyen annuel de plus en plus élevé, et ils incitent ainsi à investir dans les technologies ayant des structures de coût plus favorables .

Le mécanisme de formation des prix sur les marchés de gros concurrentiels est donc différent de l'ancien système de tarification du monopole public. L'ancien système rattachait les prix aux caractéristiques de capacités qui étaient supposées être optimales à long terme, compte tenu de la croissance anticipée des demandes horaires. Ce système intégrait à l'avance dans le signal tarifaire la rareté future des différentes technologies. Il fixait le tarif horo-saisonnier au niveau du « *coût marginal de long terme* » en rattachant ce prix au prix de revient anticipé de l'équipement qu'il faudrait ajouter pour faire face à la croissance de la demande.

Le nouveau mécanisme de formation des prix sur les marchés de gros concurrentiels est donc différent de l'ancien système sur ce premier point. Il s'y ajoute une autre caractéristique décisive. Le marché de gros français communique désormais directement, sur chacune de ses heures quotidiennes, avec les marchés voisins d'Europe Continentale. Si nous oublions l'existence de congestion sur les interconnexions à nos frontières, la fixation de nos prix de gros horaires s'effectue

³ David Spector (chercheur au CEPREMAP) a attiré l'attention sur le mécanisme de formation des prix des marchés électriques horaires en dissociant l'effet de formation d'une rente de l'interaction stratégique entre entreprises dominantes. Il met en évidence la différence entre la rente de rareté des équipements à bas coût de combustible et la rente de monopole. Nous ne le suivons pas cependant quand il évalue la rente de rareté - trop sommairement - à partir du coût marginal de court terme du nucléaire comme prix de référence sur un marché horaire concurrentiel où le nucléaire serait la technologie marginale. Nous pensons que la référence devrait être un prix de revient de long terme dans une perspective d'efficacité dynamique. D.Spector, 2007, *Electricité : Faut-il désespérer le marché ?*, CEPREMAP, 54 p.

donc, le plus souvent, par rapport au coût de l'unité marginale appelée en Allemagne ou sur l'ensemble du marché continental après échanges avec la France. Quand une contrainte de congestion s'exerce effectivement entre la France et l'Allemagne⁴, on trouve au plus un différentiel de prix de 3 €/MWh. Sauf pendant les quelques dizaines d'heures les plus tendues, en hiver, où les besoins de puissance horaire en France du fait de l'importance du chauffage électrique conduisent à une réorientation des flux électriques vers la France. Dans le nouveau marché électrique de taille continentale, la centrale marginale typique qui influence directement la fixation des prix est une centrale à gaz, ou une centrale au charbon, selon les prix relatifs entre ces deux combustibles et celui du permis de CO2 qui s'y rattache.

C'est donc, en pratique, le mécanisme concurrentiel normal des marchés européens continentaux qui engendre le « paradoxe prix-coûts » qui peut choquer l'opinion publique française. Nous avons en France une production très majoritairement nucléaire, et donc à bas coût variable. Mais le mécanisme concurrentiel fixe nos prix horaires à un niveau presque identique aux prix allemands. On peut calculer que les centrales nucléaires françaises existantes seraient, sur un marché français isolé, les centrales marginales pendant environ 5000 heures par an (soit 60 % d'une année comptant 8 760 heures). Ce qui supposerait d'établir des frontières hermétiques entre le marché français et les marchés voisins, et de faire fonctionner le parc nucléaire français en circuit fermé pour la seule demande française⁵. En fait, aujourd'hui, dans le parc électrique français en interdépendance avec tous les marchés électriques des pays adjacents, les centrales nucléaires ne sont plus marginales en France qu'environ 1000 heures par an (soit 12% d'une année).

Tableau 1
Prix moyen de l'électricité sur le marché de gros français
(en Euros par MWh)

	2004	2005	2006
Creux (8760 h)	28,1	46,5	49,3
Pointe (3 120h)	37,5	64,4	69,3

Source : Commission de Régulation de l'Energie, *Rapports annuels*, 2005, 2006 et 2007

Le prix du marché continental s'est établi en moyenne à 50-55 €/MWh en base en 2005-2006. Il se plaçait donc très nettement au-dessus du coût complet du kWh d'une centrale nucléaire française en activité construite dans les conditions

⁴ Bien sûr l'intégration des marchés physiques en Europe continentale n'est pas parfaite puisque les capacités de transport aux frontières (13 GW au total) ne sont pas illimitées et peuvent donc restreindre les échanges. Cependant les influences entre marchés subsistent. Même en cas de congestion, il se crée une différence de prix entre les pays qui se reflète dans la rente de congestion. En pratique, les congestions entre la France et l'Allemagne n'ont pas de caractère structurel. Et les prix entre la France et l'Allemagne restent corrélés pendant plus de 95% de l'année.

Voir les rapports de l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz de la CRE : www.cre.fr.

⁵ Cette optimalité (qui est bien sûr fictive car définie par rapport à un marché fermé) est le simple aboutissement d'une longue période de surdimensionnement du parc nucléaire français vis-à-vis du seul marché français, du fait de la croissance de la demande depuis les années quatre-vingt et aussi des hausses tendancielle du prix des combustibles.

antérieures (35 €/MWh environ). Et bien plus encore, du seul coût de court terme du nucléaire (10 à 15 €/MWh). En effet, les coûts du nucléaire sont surtout des coûts fixes : des coûts d'investissement initial ou de gros entretien. Nous avons vu que la durée annuelle pendant laquelle le nucléaire français n'est pas marginal sur le marché continental (i.e. ne fixe pas directement les prix de marché) est beaucoup plus longue que sur un marché français isolé. Pendant cette longue période annuelle de 7760 heures où le nucléaire français n'est pas marginal, le consommateur français ne peut donc pas bénéficier directement du bas coût des équipements nucléaires existants. Cet avantage économique de l'offre nucléaire n'a pas pour autant disparu. Il s'est transformé en supplément de revenu pour le producteur électronucléaire français par ses ventes en France et à l'étranger au prix du marché.

– *1.2. Le rôle des mouvements de prix pour inciter à l'investissement dans un régime de marché concurrentiel*

Les prix horaires du marché de gros jouent un rôle économique de guidage du système à long terme en signalant les raretés et en incitant les producteurs à investir dans les technologies les plus appropriées pour maximiser leurs revenus à long terme. Ces prix horaires de gros sont des prix uniques de marché qui rémunèrent pendant chacune des tranches horaires toutes les technologies de production en service chez les producteurs. Ils sont rigoureusement les mêmes pour les différentes technologies en fonctionnement. Ils apportent des gains nets très différents aux producteurs en concurrence, selon les types de technologie qu'ils utilisent. Dans l'ancien système de tarification du monopole public, les tarifs de long terme étaient calculés en relation avec un parc futur d'équipements optimisé pour les prévisions du marché français. La répartition physique de ce parc futur entre les différentes technologies était donc tirée directement des prévisions que le producteur faisait du niveau et de la structure futurs de la demande horo-saisonnière à moyen terme. En retour, les tarifs calculés par ce procédé permettaient au producteur en monopole de bénéficier, de façon prévisible, d'un surplus pour assurer le recouvrement des coûts de son parc en développement. Le producteur pouvait ainsi minimiser son coût de long terme sur un programme intertemporel d'investissements et une combinaison de technologies calés l'un et l'autre sur ses propres prévisions⁶.

Aujourd'hui, le mécanisme de formation du prix sur les marchés de gros diffère fondamentalement de l'ancien système pour le recouvrement des coûts fixes des nouveaux équipements. Et ce pour deux raisons.

En premier lieu, le prix du marché de gros horaire n'est pas fixé en niveau et en structure horaire et saisonnière. Il est déterminé sur chacune des 8760 tranches horaires par une offre marginale représentative du coût de fonctionnement le plus

⁶ Dans les faits, on s'éloigne de ce principe quand on s'écarte de la trajectoire de développement optimal du parc, comme après l'apparition de surcapacité. On s'en éloigne aussi si les coûts marginaux de long terme s'éloignent par trop des coûts moyens. Dans ce cas, il devient nécessaire pour permettre l'équilibre budgétaire d'appliquer aux coûts marginaux des péages positifs ou négatifs qui déterminent des tarifs horo-saisonniers de « second rang ». Quoiqu'il en soit de ces écarts, il y a cohérence entre ce type de tarification et la recherche d'une combinaison optimale des techniques dans le parc d'équipements.

élevé parmi les différents équipements en fonctionnement sur chacune des tranches horaires. Si l'on définit la « *surplus horaire* » comme l'écart entre le prix du marché et le coût de l'unité marginale sur la tranche horaire, chaque prix de marché permet de dégager aussi un surplus pour tous les autres équipements en fonctionnement qui utilisent d'autres technologies que celle de l'équipement marginal. Ce surplus peut inclure une part de rente de rareté lorsque l'ensemble des moyens de production de tous les producteurs est sous-optimal. C'est-à-dire quand les technologies existantes dans ce parc ne sont pas dans la bonne proportion. Quand ce parc ne contient pas assez de technologies « bon marché » pour le niveau de demande et la structure de demande auquel le parc répond dans une perspective de long terme.

Ces surplus horaires ne sont pas choquants, ni en théorie ni en pratique, quand ils sont produits par un marché concurrentiel. Ils découlent du fait que les producteurs d'électricité doivent combiner plusieurs procédés différents de production, et utiliser les procédés différents pour satisfaire des portions différentes de la demande horo-saisonnaire. Ces surplus ont une grande importance économique pour la viabilité économique des projets de nouveaux équipements, car ce sont eux qui permettent de couvrir leurs coûts fixes (c.à.d. le coût d'investissement de ces nouveaux équipements). Ils sont beaucoup plus élevés au moment des pointes de demande. Les prix horaires y atteignent déjà 100-150 €/MWh, niveau du coût de recours aux moyens exceptionnels de pointe. Ils grimpent encore plus quand il y a rareté sur l'ensemble du parc pour couvrir les besoins en extrême pointe (jusqu'à 500€ ou 1000 € le MWh pour quelques demi-heures par an). Ces rentes horaires, en pointe, mais aussi celles en semi-base, contribuent ainsi au recouvrement des coûts fixes des équipements de base, notamment des équipements nucléaires non amortis.

En second lieu, le marché de référence n'est plus un marché français approvisionné par les équipements d'un unique opérateur national. Il s'agit désormais du marché continental. En conséquence, comme on l'a vu, pendant une grande partie de l'année, le prix du marché de gros est plus élevé que ce qu'il serait en France si le système français était isolé des autres systèmes. L'intégration des marchés conduit donc « naturellement » à allouer des surplus supérieurs aux équipements à bas coût de combustible, en particulier aux équipements électronucléaires, car les équipements marginaux des pays voisins recourent à des technologies différentes, ce qui pousse les prix de marché à la hausse, par rapport à un marché français fermé. On peut dire alors que le surcroît de prix horaire par rapport à une situation de marché français isolé indique que les équipements nucléaires sont devenus « rares » sur le marché continental, et qu'une partie du surplus horaire reflète une rareté.

– *1.3. Les prix élevés ne sont pas un effet de la concurrence imparfaite*

Le surplus de revenus des productions nucléaires françaises, du fait de l'intégration des marchés, reflète donc l'existence d'une rente de rareté supplémentaire engendrée au niveau continental par l'interaction des différents marchés nationaux intégrés. On peut en conclure que l'existence d'un oligopole n'est pas la cause

principale de la hausse des prix en France sous l'effet de la libéralisation des marchés.

Certains acteurs, notamment des gros consommateurs et la Commission européenne, soupçonnent un exercice de pouvoir de marché par des comportements parallèles ou par des ententes entre grands producteurs européens. Des enquêtes ont été réalisées ou sont en cours.⁷ Mais quels que soient ces soupçons, D. Newbery, expert universitaire particulièrement reconnu sur les marchés électriques concurrentiels, confirme le constat qu'on ne peut pas repérer un abus de pouvoir de marché dans le mouvement des prix des marchés électriques (JMG As tu une Reference à mettre).

La montée des prix en 2005-2006 sous l'effet des hausses de prix du gaz et l'instauration du système des permis reflète simplement les effets du mécanisme de formation des prix.⁸

- *Le signal de rareté des prix élevés peut-il faire baisser les prix à long terme en déclenchant des investissements dans la technologie la moins chère ?*

Lorsque des prix durablement élevés signalent une rareté, les entreprises sont économiquement incitées à investir. Ces prix marquent une sous-optimisation du parc de l'ensemble des producteurs de la plaque continentale, et notamment un « manque » d'équipements efficaces à bas coût de combustible à cause des contraintes politiques passées sur le développement de certaines technologies et du changement durable des prix des combustibles. Les producteurs pourraient-ils investir à l'avenir sur les marchés voisins dans ces technologies, notamment dans un contexte de prix de combustible élevés et avec de permis de CO₂ à rémunérer qui favorise celle-ci? En étant patients, les consommateurs français et les consommateurs continentaux pourraient-ils bénéficier, sur le long terme, de prix plus bas avec l'entrée en service de ces nouveaux équipements ?

Pour atteindre le parc théoriquement optimal au niveau européen continental (au niveau de prix de 2005-2006), il faudrait approximativement un doublement de la part du nucléaire dans l'ensemble du marché continental pour produire environ 60 % d'électricité nucléaire au lieu de 30% actuellement. Mais on ne peut pas

⁷ Certaines compagnies n'offrent peut-être pas sur leur marché principal toutes les quantités qu'elles pourraient produire à un coût marginal inférieur au prix du marché à certaines périodes. Mais, repéré uniquement en Allemagne par la récente enquête de la Commission, ce phénomène ne porte que sur des quantités marginales. Voir CEC, DG Comp Inquiry Report on electricity and gas markets, 2007.

⁸ Le renversement de tendance au milieu de l'hiver 2006-2007, qui s'est prolongé sur trois trimestres jusqu'à la fin de l'été 2007 est précisément un effet direct de ce mécanisme de formation des prix. Les prix en base sont repassés fréquemment en dessous des 35 €/MWh, et les prix en pointe en dessous des 50 €, en raison d'une demande horaire moindre du fait des bonnes conditions climatiques et d'une inflexion à la baisse du prix des combustibles et du CO₂. A plus long terme sachant que le prix du gaz vont rester élevés en raison de leur indexation sur les prix des produits pétroliers et que le système européen des permis va sans doute générer des prix de CO₂ plus stables et assez élevés, le prix marginal sur le marché européen doit rester relativement élevé.

raisonner dans le domaine électrique sous une hypothèse de développement libre des capacités. Ce n'est pas des calculs théoriques d'économie qui détermineront l'avenir, mais la réalité politique et institutionnelle qui prévaut dans les différents pays d'Europe continentale.

Actuellement, l'acceptabilité politique du nucléaire est toujours très basse dans plusieurs de ces pays. Ceci se manifeste par la lenteur de décisions de relance du nucléaire en Grande Bretagne, par des lois de « sortie du nucléaire » en Allemagne et en Belgique, un quasi-moratoire d'investissement aux Pays-Bas et en Espagne, et l'absence de toute production nucléaire en Autriche et en Italie. Les perspectives de moindre coût économique de long terme du MWh de nouvelles installations nucléaires basées sur des anticipations de renforcement des politiques climatiques ne semblent pas déclencher de dynamique d'installation dans ces pays.

Il n'est pas non plus envisageable que ce soit dans les pays où le nucléaire est déjà le mieux accepté, que les opérateurs doublent la capacité de leur parc actuel de réacteurs sous l'incitation d'une rentabilité à terme très importante sur les autres marchés. Pour y parvenir, il faudrait que les transporteurs opèrent rapidement des investissements massifs sur toutes les interconnexions, ainsi que sur les lignes qui se rattacheront aux nouvelles centrales. Cependant, il ne peut en être ainsi pour deux raisons.

Une raison économique car il est loin d'être prouvé qu'à cette échelle, ce que l'on pourrait gagner en coût total en production au plan européen, on ne le perde pas en coût de transport (investissement et pertes techniques) en augmentant la moyenne des distances de transport des kWh produits et consommés en Europe. Une raison politique ensuite : même dans les pays pro-nucléaires et notamment en France, il semble improbable que les grands producteurs puissent développer un programme aussi gigantesque que le doublement du parc actuel et le déploiement des lignes de transport nécessaires, et ce pour les seuls besoins des pays limitrophes, même si ce serait rentable pour les producteurs français ! De telles installations ne seraient pas acceptées par l'opinion publique et par les diverses communautés directement concernées.

De fait, le nucléaire ne peut pas être développé comme une technologie standard, neutre socialement et politiquement, comme le sont les unités en cycle combiné à gaz. Il en découle que la rente de rareté dont bénéficient en France les équipements nucléaires existants ne déclenchera pas ou peu d'investissement nucléaire, au moins pour les dix années à venir.

Dans ce contexte, les prix du marché continental devraient rester élevés, et la rente de rareté des équipements nucléaires de départ subsistera jusqu'à la fin de leur durée de vie, dans dix ou quinze ans pour les plus anciennes. Les consommateurs n'ont donc aucune perspective de baisse des prix de marché de gros en dessous de ce que seraient des tarifs réglementés bien ajustés, s'ils perdurent dans les conditions économiques, industrielles et réglementaires d'intégration du marché français au marché continental.

– *1.4. L'appropriation d'une rente tombée du ciel*

L'intégration des marchés européens sur une base d'échanges concurrentiels a provoqué une hausse de prix structurelle sur le marché français, car les marchés de l'ensemble continental reposaient au départ sur des mix de techniques différents et pour beaucoup sous-optimaux. Elle a créé une rente de rareté pour les équipements nucléaires en place en France au moment de la libéralisation européenne. Et on peut se demander si elle n'est pas à réalloier en partie aux consommateurs français car elle remplit sa fonction économique d'incitation à investir dans ce type d'équipement. Résumons le raisonnement amenant à se poser cette question.

• *La référence à un cheminement optimal des ensembles de production*

Dans une perspective de long terme, les prix sur un marché électrique concurrentiel doivent guider les décisions d'investissement des acteurs décentralisés. Sous l'hypothèse de développement libre de toutes les technologies et de marchés complets offrant des instruments de couverture de risque à long terme, les décisions de développement des capacités par les concurrents en place et les entrants conduisent à un « mix » de technologies optimal.

Mais si le développement des équipements est contraint ou bien si les conditions du marché (niveau de la fonction de demande, prix des inputs) changent définitivement, on s'éloigne de l'optimum. Toute situation et tout cheminement en dehors de la trajectoire de mix optimal de techniques de production conduit sur le marché à des prix plus élevés qu'ils seraient pendant les périodes où les équipements efficaces devraient être marginaux et où ils ne le sont pas. Ceci permet de dégager un surplus supplémentaire sur l'année qu'on a identifiée ici comme une rente de rareté. Sa fonction économique est d'inciter les entreprises à investir dans ces techniques en capacité sous-optimale. En hypothèse d'anticipation parfaite des prix et des coûts pendant la période de réadattation, elle permet aux investisseurs de recouvrer exactement la part additionnelle du coût d'investissement de ces techniques par rapport aux autres si l'on peut réinvestir

• *Mais des techniques au développement déjà contraint dans le passé*

Dans une deuxième étape du raisonnement on a donc fait le constat suivant. Alors que le système français bénéficierait d'un mix optimal à frontières fermées après une longue période de surdimensionnement de sa capacité nucléaire, les autres ensembles d'équipements nationaux ne sont pas tous optimaux au moment de la libéralisation, reflétant en cela l'héritage des contraintes politiques qui ont pesé sur le développement du nucléaire. De plus leur sous-optimalité s'est accrue du fait de la tendance à la hausse des prix de combustibles et de l'instauration d'un prix du CO₂, qui augmentent les coûts variables de productions par ces équipements.

Les prix qui se sont homogénéisés sur l'ensemble continental du fait de l'intégration des marchés par les échanges concurrentiels posent une première fois problème en France en raison des différences des parcs d'équipement. Il y a transfert des effets de la sous-optimalité des sous-marchés étrangers vers le sous-

marché français. La rente de rareté qui en résulte est due aux contraintes passées de développement des équipements nucléaires ailleurs qu'en France.

- *Un développement des techniques toujours contraint sur le marché continental*

Troisième étape du raisonnement : ces prix homogénéisés qui génère la rente de rareté du nucléaire posent une seconde fois problème parce que les réajustements des parcs d'équipement restent contraints politiquement dans ces pays. La rente de rareté est et sera dégagée par les équipements nucléaires existants ainsi que par les équipements neufs tant que le système du parc continental ne sera pas réoptimisé. La rente de rareté constitue une incitation à développer les équipements nucléaires sous le pari qu'elle ne disparaîtra pas immédiatement. Elle ira en s'amenuisant jusqu'à la réoptimisation si leur développement serait non contraint. Mais comme le développement de ces équipements reste contraint politiquement, ce blocage amène à s'interroger sur la réallocation de la rente de rareté. Il est donc légitime de se poser cette question car la rente de rareté ne remplit pas sa fonction économique dans le réajustement du parc d'équipements par les décisions de l'ensemble des producteurs en concurrence.

- Comment calculer la rente de rareté des équipements nucléaires à réallouer?

Cette question doit être posée en dissociant clairement les équipements existants au moment de la libéralisation d'un côté, et de l'autre, les équipements neufs qui pourront être construits pour répondre aux besoins de renouvellement des équipements nucléaires, ainsi que ceux des entrants qui visent à répondre à la croissance des consommations sur le sous-marché français et éventuellement à exporter dans la mesure du possible vers les autres sous-marchés. Comme il vient d'être dit, la rente de rareté est l'incitation à développer de nouveaux équipements nucléaires qui doivent s'inscrire dans la trajectoire de réajustement du parc continental

Le calcul de la rente de rareté du nucléaire existant et qui serait à réallouer repose sur les hypothèses à faire sur l'environnement économique de la production électrique (les coûts variables des autres moyens de production, c'est-à-dire les prix du gaz et du charbon et celui du CO₂) et sur l'environnement industriel et réglementaire du nucléaire qui conditionnera le coût des nouvelles centrales. La rente de rareté unitaire est la différence entre le prix de marché moyen sur l'année (qui en simplifiant beaucoup, s'aligne sur le coût variable d'un kWh d'un cycle combiné gaz pendant 80% de l'année) et le prix moyen qui se dégagerait d'un parc optimal en développement, c'est-à-dire qui couvrirait le coût complet d'un équipement nucléaire pendant cette période (son coût marginal de long terme). Cette rente unitaire ne se dégage que pour les productions de MWh nucléaires pendant la période de l'année où le nucléaire devrait être marginal et où il ne l'est pas.

Le calcul de la rente de rareté totale est simple. La puissance disponible des capacités nucléaires est à multiplier par la différence entre la durée de marginalité du nucléaire qui serait optimale et sa durée de marginalité effective du nucléaire (5000h moins 1000 heures par exemple), ce qui donne la production nucléaire pendant cette période fictive de l'année. Elle est à multiplier par la rente de rareté unitaire pour obtenir la rente de rareté totale.

Cependant le calcul ne peut manquer d'être complexe car il est posé en perspective de long terme. L'estimation de la rente de rareté se réfère à une optimisation dynamique de long terme du marché continental et du sous-marché français dans un environnement d'incertitudes et de risques pour déterminer les périodes de marginalités des différentes techniques. Cette estimation se fait en tenant compte de deux types d'incertitude, la volatilité de prix des combustibles et du CO2 le long d'un trend reflétant la hausse anticipée de leur espérance de prix d'une part et l'incertitude des projections du coût complet de production des nouveaux équipements nucléaires d'autre part. On ne peut pas en particulier anticiper avec précision le prix de revient des équipements nucléaires de technologies LWR innovantes qui seront installées dans les quinze prochaines années dans les nouvelles conditions d'organisation industrielle et politico-règlementaire. Les estimations sont aussi dépendantes de la représentation de l'aversion au risque des producteurs en concurrence face à ces risques d'investissement et de la prime de risque qui serait intégré dans le coût du capital.

On ne se risquera donc pas ici à évoquer un ordre de grandeur de la rente de rareté du nucléaire existant avec ou sans maintien de tarifs réglementés, car il n'existe pas de méthodes sous scénarios faisant l'objet d'accord entre parties concernées. Mais nous voulions au moins donner une idée de la façon de cerner la question.

2. La réallocation de la rente de rareté du nucléaire existant

Il n'y a pas de défaut économique intrinsèque à ce qu'un marché concurrentiel dégage des rentes pour les propriétaires d'un facteur rare (rentes pétrolière, foncière et immobilière; marché de l'art, etc.). Mais, dans le domaine des marchés électriques, se pose un problème majeur pour la « *Political Economy* » des réformes concurrentielles

En effet, l'avenir politique de la réforme électrique serait compromis en France si (presque) tous les consommateurs sans distinction en sont les perdants, avec cette hausse de prix définitive. Certes cette hausse apportera aussi des gains record à l'entreprise historique qui est le principal producteur européen à bas coût de combustible. Sur un plan du calcul économique collectif, il n'y a là aucune perte pour l'économie française. D'autant moins que les ventes nettes d'EdF sur les

marchés voisins se sont toutes fortement revalorisées en s'alignant sur les prix horaires du marché continental.

Le problème posé ici n'est pas un problème de théorie économique ou de calcul économique collectif défini en termes de coûts et d'avantages. C'est, au contraire, un problème typique d'acceptabilité sociale dû à un défaut d'équité. Il semble donc utile de chercher ce qui serait socialement légitime. Soit d'un point de vue pragmatique ou « cyniquement » amoral : le rachat des « avantages acquis » pour ne pas bloquer l'avancée des réformes. Soit d'un point de vue moral, au nom de l'équité. Il ne semble pas moral, même en économie de marché, que des réformes d'initiative publique favorisent ou favoriseront directement une minorité restreinte, même respectable et utile, comme en France les actionnaires de l'entreprise dominante, au détriment de la quasi-totalité des clients de l'entreprise.

La nécessité d'une compensation apparaît d'autant plus légitime que dans les pays où les monopoles ont subi clairement des pertes sur la valeur de leurs actifs du fait de la libéralisation du marché électrique⁹, les gouvernements ont décidé de mettre en place des compensations transitoires dans plusieurs pays, Etats-Unis et Espagne notamment. La perte que subiront tous les consommateurs français quand la réforme concurrentielle leur sera complètement appliquée, apparaît être l'exact symétrique de cette perte dite « des coûts échoués » (*stranded costs*).

On pourrait considérer comme « équitable » de réallouer aux citoyens ou aux consommateurs tout ou partie de la rente de rareté dont bénéficie un opérateur historique, du fait d'un choc réglementaire résultant de l'action des pouvoirs publics. En soldant l'histoire antérieure d'EDF comme entreprise publique nationale, le choix public de compenser les consommateurs-citoyens marquerait la reconnaissance de la nation pour le niveau exceptionnel de leur acceptation de cette technologie et pour leur contribution passée au paiement de ces actifs de production. Ce serait un droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants, en grande partie amortis grâce à leur paiement dès avant la libéralisation des marchés.

Différents modes de réallocation de cette rente sont alors envisageables selon deux principes : une réallocation par le canal des revenus, ou une réallocation par les prix de l'électricité. Ils peuvent concerner l'ensemble des consommateurs, depuis le gros consommateur industriel jusqu'aux ménages, puisque tous sont concernés par la hausse des prix. Mais on pourrait choisir de s'en tenir aux seuls ménages, puisque ce sont les électeurs et qu'ils sont concernés en premier chef par la question de l'équité d'une réforme. Le choix du procédé de réallocation suppose d'arbitrer entre trois critères. D'une part la perception qu'en auraient les consommateurs. Puisque ceux sont eux qui doivent apporter à la réforme en cours leur consentement. D'autre part le respect des principes de la réforme concurrentielle. Et enfin la simplicité du dispositif à mettre en place.

⁹ Ayant choisi leurs technologies et réalisé leurs équipements dans l'ancien système du monopole réglementé, elles ne pourront jamais recouvrer leurs coûts d'investissements du fait des prix de marché et des débouchés non garantis dans le nouveau système concurrentiel.

Nous examinerons brièvement les principes de définition de la rente à réallouer, puis quelques méthodes dans ces deux voies de réallocation de la rente, sans avoir l'ambition de toutes les envisager.

2.2. La réallocation de la rente de rareté par les revenus

Une réallocation partielle de la rente par les revenus est déjà en place puisqu'elle s'opère indirectement par les mécanismes ordinaires de rémunération du capital et par la fiscalité sur les bénéfices de l'entreprise historique. Du fait que l'Etat français est le principal actionnaire du producteur historique (à 87,3%), la puissance publique récupère, via les dividendes, une partie significative du surplus perdu par les consommateurs. L'impôt sur les bénéfices y ajoute un complément substantiel, car la rente de rareté des équipements existants s'ajoute aux bénéfices tirés des autres activités¹⁰.

Les montants ainsi collectés par le budget de l'Etat pourraient ne pas se fondre dans les recettes d'ensemble des impôts et taxes. Ils pourraient servir directement au désendettement de la collectivité nationale, et ainsi aux générations futures, ou à des investissements spécifiques dans des grands équipements collectifs (logement social, transports urbains par exemple). Pour montrer aux consommateurs français qu'ils n'alimentent pas le puits sans fonds d'un Etat endetté, mais contribuent à des objectifs d'intérêt général à long terme, pour le bien commun. On peut aussi imaginer un fonds spécial d'actions de politique énergétique en activités de Recherche & Développement ou en incitations à l'efficacité énergétique.

Cependant, cette modalité de redistribution de la rente de rareté permet-elle à la réforme concurrentielle en cours de conserver suffisamment d'appuis? On peut se demander si la rémunération des actionnaires d'EDF et les impôts ordinaires sur les bénéfices l'entreprise sont des mécanismes redistributifs suffisamment éloquents du point de vue des consommateurs français.

Si tel n'était pas le cas, on pourrait aussi penser à une fiscalité exceptionnelle portant sur les revenus exceptionnels de l'opérateur possédant les équipements nucléaires existants. Ce qui éviterait aussi de recourir à une réglementation durable des prix de l'électricité. L'imposition d'une taxe exceptionnelle sur les profits extraordinaires des entreprises est une pratique fiscale classique des Etats. C'est le cas dans le secteur pétrolier, en cas de hausse importante et durable du prix de marché du pétrole qui propulsent toujours les bénéfices des groupes pétroliers à des niveaux très supérieurs à des situations « normales » de prix. Dans le domaine électrique en Grande-Bretagne, Tony Blair n'avait pas manqué de marquer son arrivée au pouvoir par une taxation exceptionnelle (*windfall profit tax*) des entreprises électriques nouvellement privées ayant bénéficié très largement du

¹⁰ Soulignons de nouveau, et nous y revenons plus tard, que la rente de rareté doit s'évaluer en référence au coût complet des nouveaux équipements et non au coût de court terme de la production nucléaire en considérant que le producteur nucléaire doit garder une part du surplus pour le renouvellement futur de ses équipements.

nouveau mode de régulation. Pour 7,3 Milliards d'euros (valeur 1997) représentant 23 % de la hausse de leur valeur boursière depuis la privatisation. L'équivalent en France, appliqué à la hausse des cours d'EDF depuis l'origine du titre, équivaldrait à 20 milliards d'euros.

Ces deux modalités que nous venons d'examiner sont sans doute les moyens les plus simples de réallouer la rente de rareté à la collectivité des citoyens. Elles pourraient aussi permettre de financer des objectifs publics de long terme, ou d'alléger d'autres charges d'imposition sur le revenu. Cependant, en empruntant les circuits budgétaires de l'Etat, elles peuvent aussi n'avoir aucun effet sur les réactions des consommateurs vis-à-vis de la réforme concurrentielle. Des solutions plus visibles et plus directes doivent donc être envisagées, telles que le partage des dividendes de l'entreprise avec les consommateurs, ou l'allégement de la fiscalité indirecte sur l'électricité.

- Une première voie de ré-allocation directe consisterait à **attribuer gratuitement aux consommateurs d'électricité des titres non cessibles et sans droit de vote**, au prorata de leurs consommations, leur donnant droit à une partie des dividendes versés par l'entreprise. Différentes formules juridiques existent qui formaliseraient ce droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants lors de la libéralisation, et jusqu'à la fin de leur durée de vie. Ce procédé matérialiserait les droits historiques que de nombreux consommateurs français pensent avoir acquis sur le patrimoine d'actifs nucléaires développés et financés avant la réforme concurrentielle. Il faudrait alors définir la part des revenus de propriété de l'entreprise qui serait partagée entre les actionnaires ordinaires et les consommateurs - citoyens.
- Une seconde voie, **l'allégement de la fiscalité indirecte**, semblerait encore plus attractive et simple pour les consommateurs - citoyens. Une réduction de la TVA sur l'électricité, par exemple de 17% à 5% serait perçue par les consommateurs comme une baisse de prix. Elle signalerait clairement la compensation qui leur est accordée. On sait que la TVA des restaurateurs vient d'être abaissée en France, avec l'accord de nos partenaires européens. Cette mesure sur la TVA serait financée implicitement par le versement de dividendes élevés à l'Etat et / ou la mise en vente d'actions de l'entreprise.

Remarquons que ces deux voies « directes » seraient centrées sur les ménages, les consommateurs « personnes physiques », dont l'accord est une composante socio-politique indispensable à la poursuite des réformes concurrentielles. Et que de telles dispositions ne heurteraient pas les principes concurrentiels eux-mêmes, notamment les dispositions relatives au commerce intra-communautaire. C'est une des raisons de l'autorisation accordée à la réduction en France de la TVA des restaurateurs par les autorités européennes et les autres Etats membres.

2.3. La réallocation de la rente de rareté par les prix

Considérons maintenant quelles sont les différentes solutions de réallocation de la rente de rareté par les prix, et comment apprécier leur écart aux principes européens d'économie ouverte de marché. Une première solution, typiquement de tradition française, est le maintien de tarifs règlementés¹¹. Cependant un maintien perpétuel des tarifs est reconnu illégal et anticonstitutionnel. D'autres modalités doivent donc être envisagées. A un degré élevé, et même maximal, de distorsions apportées au fonctionnement du marché, on proposerait le maintien du monopole ou le retour au monopole du fournisseur historique pour les ménages (comme on l'envisage dans certaines parties de l'Est des USA) en imaginant un changement ultérieur des directives européennes. Mais pour minimiser les distorsions apportées au fonctionnement du marché, on pourrait préférer instaurer une tranche minimale de fourniture réglementée dans tous les contrats de vente aux particuliers. Comme cela est pratiqué en Californie, par exemple.

- *Le maintien des tarifs règlementés*

Ces tarifs seraient alignés sur le coût marginal de long terme hérité du passé récent. Ils s'appuieraient sur le coût complet de production d'un équipement électronucléaire, après un réajustement du coût du capital, débouchant sur un tarif de 35-40 €/MWh grosso modo¹². Appliqués pour une période transitoire, éventuellement renouvelable, ils apporteraient une compensation très visible pour les consommateurs français inquiets de l'ouverture des marchés.

De tels prix supprimeraient le supplément de revenu de l'opérateur historique sur ce segment de marché, par rapport au prix de référence concurrentiel de long terme avec investissement contraint des producteurs dans les technologies à bas coût. C'est-à-dire par rapport aux prix qu'établirait le fonctionnement d'un marché continental avec entrave à l'investissement nucléaire à long terme. Les économistes font deux objections majeures à un tel procédé d'allocation de la rente de rareté.

La première serait que le prix du marché de gros perdrait sa fonction de signal de rareté servant à attirer les décisions d'investissement en production. Comme nous l'avons déjà vu, le prix de marché actuel signale bien une rareté d'équipements à bas coût de combustible dans les autres pays du marché continental. Mais, et c'est une première réponse à l'objection, ce signal ne peut pas stimuler l'investissement nucléaire dans ces pays, en raison des multiples barrières à l'installation d'équipements nucléaires. Une seconde réponse est que ce procédé d'allocation est conçu de façon telle qu'il laisse au producteur français détenteur d'actifs nucléaires un surplus suffisant pour renouveler de son parc d'équipements nucléaires. Le prix

¹¹ Nous n'entrerons pas dans le débat sur le tarif de retour pour les consommateurs qui ont fait jouer leur éligibilité.

¹² Les prix de revient servant de référence aux tarifs règlementés sont à réajuster, sans aucun doute, pour tenir compte des évolutions du calcul de la charge de service public et des prix de transport et de distribution résultant de la nouvelle réglementation de ses activités. Ils devraient inclure une rémunération normale du capital, proche des règles de gestion financière d'entreprise pour des investissements orientés vers des ventes concurrentielles.

Ils sont notoirement sous-évalués, avec respectivement 24 €/MWh en tarif vert (vers les gros consommateurs), 28€ en tarifs jaunes (consommateurs moyens type Pme-PMI) et 32 € en tarif bleu..

réglementé doit être calé sur le coût prévisionnel de renouvellement des équipements nucléaires, en pratique celui de l'EPR de série. Car, dans une perspective d'optimisation du marché de long terme, le niveau de ce coût est le niveau du prix au-dessus duquel se dégage la rente de rareté¹³. Ce procédé éviterait aussi aux consommateurs de supporter les effets du prix du CO2 quand la technologie principale du producteur dominant évite toute émission. Un principe similaire émane du contrat de long terme passé avec le consortium Exeltium de gros consommateurs français sur l'achat 18 TWh/an au prix de 38 €/MWh. Les consommateurs industriels refusaient de payer la rente CO2 de la production nucléaire qui est une partie de la rente de rareté dégagée de l'intégration au marché continental.

La seconde objection est que le maintien de tarifs réglementés vers les consommateurs industriels fausse également la concurrence en empêchant les entrées de nouveaux opérateurs. De plus au plan européen, les tarifs spéciaux aux industriels sont des prix préférentiels qui peuvent avoir pour conséquence de fausser la concurrence dans le commerce des produits entre pays.

Dans une logique de réforme concurrentielle, la manipulation réglementaire des prix de vente est a priori déconseillée et ne peut être au mieux que transitoire. Des dispositions dérogatoires à la fixation des prix par le marché sont bien prévues dans les Directives européennes, et également dans la Communication de la Commission européenne du début de l'année 2007 sur la poursuite de la libéralisation des marchés. Mais elles portent essentiellement sur les obligations de service public et la protection de l'environnement. Les premières concernent l'équité sociale, mais celle-ci, par nature, vise les consommateurs vulnérables ou pauvres au moyen de tarifs sociaux spéciaux.

Dans le cas de la question qui nous préoccupe ici, ce ne sont pas des cibles restreintes, mais la masse des consommateurs qu'il faudrait faire entrer dans un jeu de redistribution atténuant des effets négatifs de la réforme électrique. Nous avons vu que la disparition des tarifs règlementés pourrait conduire à une hausse de 20 à 40% des prix, selon le type de consommateur, et au bénéfice de l'ancien monopole historique français. A cet égard, les Directives européennes de 1996 et 2003 sur les marchés électriques représentent aussi, même en France, une légitimité juridique incontestable, qu'ont rappelée les positions récentes du Conseil Constitutionnel, du Conseil d'Etat et du Conseil de la Concurrence.

- *Le maintien du monopole de vente aux ménages*

Pour limiter les problèmes de cohérence que pose le maintien actuel de tarifs règlementés sur tous les segments de marché libéralisés, on pourrait s'interroger sur

¹³ Rappelons que la rente de rareté signale la sous-optimisation du parc d'équipements de production à l'échelle marché continental.

Si on séparait le système français du marché européen, les prix s'établiraient à des niveaux reflétant l'anticipation de besoins en de nouvelles centrales en base (nucléaire en renouvellement et en semi base (cycle combiné à gaz) avec lesquelles s'effectuent les entrées en production actuellement (GDF, Electrabel, SNET, Verbund Poweo).

les avantages d'un retour au monopole de vente aux ménages par les fournisseurs historiques, tandis que les tarifs réglementés seraient supprimés définitivement sur les autres segments de marché. Ce serait, bien sûr, un moyen simple de maintenir des prix administrés pour les ménages afin de les faire bénéficier de la rente de rareté du nucléaire existant. Mais ce dispositif est illégal dans le cadre de la seconde Directive européenne sur les marchés électriques de 2003. Il existe aussi de nombreuses objections économiques des promoteurs de la réforme à un retour au monopole de fourniture. Le marché sera faussé dans sa cohérence d'ensemble. Les consommateurs domestiques ne pourront plus bénéficier d'aucun des bienfaits de la concurrence. Du fait de la faible attractivité de ce segment, les fournisseurs historiques n'investiront pas de manière appropriée.

Cependant deux aspects importants du coût-avantage de la concurrence de détail vers els ménages sont souvent ignorés ici. D'une part, à très peu d'exception près, les consommateurs domestiques n'ont jamais obtenu de gains substantiels et généralisés de la concurrence de détail. La pression de la concurrence ne s'y exerce qu'indirectement et de manière limitée (Joskow 2006)¹⁴. La concurrence entre fournisseurs ne joue que sur les dépenses strictes de commercialisation et les marges de ce segment de la chaîne de valeur. Il faut, par exemple, au moins 1,5 million de clients domestiques pour rentabiliser l'entrée d'un nouvel opérateur dans l'activité de fourniture pour un marché comparable à celui de la France.

D'autre part l'efficacité d'un marché électrique dans son architecture d'ensemble, englobant échanges de gros et de détail, ne gagne pas nécessairement à l'ouverture complète du marché final à la concurrence. Comme le soulignent nos collègues britanniques Green (2004) et Newbery (2002)¹⁵, l'ouverture complète n'apporte pas d'amélioration sensible de l'efficacité de l'ensemble des marchés, car les mouvements de prix de gros ne sont pas transmis de façon réactive dans les prix de détail, à quelques rares exceptions près. Ce qui empêche un ajustement précis de la demande aux mouvements de prix horaires.

Bien sûr le maintien d'un segment en monopole de fourniture entraîne inévitablement des difficultés de réglementation des prix de détail payés par les ménages. Il n'est pas aisé d'estimer à l'avance et sur le long terme les coûts « raisonnables » de l'électricité de gros. Que celle-ci soit achetée pour revente par le fournisseur historique à son propre département de production, ou occasionnellement sur le marché de gros si les prix de court terme sont inférieurs à ses coûts¹⁶.

¹⁴ Joskow P. 2006, Markets for Power in the United States: An Interim Assessment, *The Energy Journal* 27(1), p. 1-36

¹⁵Newbery D., 2002, *Regulatory challenges to European electricity liberalisation*. CMI Working Paper 12, Cambridge University ; Green R., 2004, *Retail competition and electricity contracts*, CMI working Paper 33, Cambridge University.

¹⁶Sans contrôle strict du régulateur, il peut chercher à affecter une partie excessive de ses coûts fixes de production aux tarifs vers les ménages afin de pratiquer des prix plus compétitifs sur le segment commercial et industriel. Il pourrait aussi revendiquer auprès du régulateur que soit prise en compte une prime de risque pour l'installation de nouveaux équipements produisant pour la vente à la fois

Discuter d'un retour au monopole de vente d'électricité aux ménages est quelque peu surréaliste après l'ouverture complète de la concurrence de détail au 1^o juillet 2007. Mais un article récent de S. Littlechild, le « père » de la concurrence de détail en Grande-Bretagne¹⁷, vient de montrer, en juillet 2007, que les processus concurrentiels pour transmettre de « bons prix de détail » aux consommateurs domestiques pouvait résister au maintien du ... monopole de fourniture ... dans le Centre-Est des USA. Quid de l'Union européenne ?

- *Une tranche universelle règlementée dans les contrats de vente aux ménages*

Une solution, moins radicale vis-à-vis du fonctionnement des marchés, serait de placer une tranche universelle de fourniture à prix règlementés dans tous les contrats de vente aux ménages. Cette façon de réallouer la rente de rareté élargirait la règle européenne des tarifs sociaux au premier MWh de toutes les fournitures aux ménages, sans condition de revenu ou de consommation maximale. Connus sous le nom de tranche sociale, un tel système de tranche universelle existe en Italie et, sous une autre forme, en Californie. Il impliquerait de trouver des compensations pour les fournisseurs concurrents de l'entreprise historique détentrice des actifs nucléaires. On peut imaginer de reprendre ici l'idée d'un contrat de long terme entre l'opérateur historique et tous les fournisseurs, et qui engloberait les quantités correspondantes vendues en gros au coût complet de long terme de l'électricité nucléaire.

3. Conclusion

La mise en œuvre en France d'un régime de marché électrique pour satisfaire les objectifs d'intégration européenne, et pour ouvrir à EDF un champ européen d'expansion commerciale, industrielle et capitalistique, pourrait confronter la plupart des consommateurs français à des prix plus élevés, sans aucune perspective réaliste de baisse. Pour paraphraser une boutade récente de Marcel Boîteux (*Futuribles*, mai 2007), il ne s'agit plus d'ouvrir à la concurrence pour faire baisser les prix ; mais de supprimer la régulation traditionnelle et d'élever les prix pour permettre à la concurrence de s'installer sur le marché français.

Nous sommes convaincus qu'un système concurrentiel européen des industries électriques peut être efficace, malgré la complexité particulière des réformes à mettre en place. Mais nous considérons aussi qu'il faut répondre clairement aux inquiétudes et aux critiques adressées en France à l'évolution des prix sur les marchés depuis début 2005. La réforme concurrentielle devrait très vraisemblablement engendrer une hausse de prix pour les consommateurs français et on ne peut pas, en France, s'attendre à une baisse de prix à plus long terme. Le verrou serait la différence initiale entre les parcs de production des marchés voisins

sur les segments concurrentiel et non concurrentiel. Le régulateur devra donc avoir une vision claire des coûts d'approvisionnement de long terme du fournisseur historique.

¹⁷ Littlechild S., 2007, *Municipal aggregation and competition in the Ohio energy sector*, August 2007, Judge Business School, Cambridge

et l'impossibilité des autres producteurs du marché continental de répondre au signal de rareté relative du nucléaire vis-à-vis d'un contexte durable de coûts élevés de production des centrales au gaz ou au charbon.

Il n'y a pas de désastre ou de gaspillage économique fondamental à transférer durablement des revenus des consommateurs vers les producteurs quand le bon fonctionnement des marchés n'est pas en cause. Mais il y a un problème fondamental d'équité dans la « *political economy* » de la réforme concurrentielle, sachant qu'une politique publique de ce type crée directement une rente au détriment de la quasi-totalité des consommateurs, dans un pays équipé au départ de centrales à bas coût de fonctionnement. Les consommateurs sont les perdants de la libéralisation. Leur sacrifice n'est pas ponctuel, ou transitoire, puisqu'il ne peut pas s'accompagner de baisses de prix équivalentes sur le marché intégré des différents pays, ni à court terme, ni à long terme après investissement. Le développement d'échanges communautaires au bénéfice des consommateurs ne se réalise pas. Et les rentes ne reviennent qu'aux seuls actionnaires d'entreprises en position dominante.

Il apparaît donc légitime de chercher une compensation pour les consommateurs français qui serait à la fois simple, bien perçue comme une compensation de la rente, et qui ne fausserait pas radicalement le fonctionnement des nouveaux marchés. Il n'existe probablement pas de procédés qui aient toutes ces qualités à la fois. Le choix du pouvoir politique devrait alors se porter sur une compensation bien visible, et relativement durable, quoique transitoire. Ce qui permettrait au moins d'apaiser les craintes pesant sur la pérennité de la réforme européenne des marchés.

