

Le projet de loi NOME : un échec programmé ?

03 Mai 2010

Par Vincent Maillard - Club de Mediapart

A en croire le gouvernement, cette loi (une fois adoptée) serait en quelque sorte la « der des der », celle qui, après six lois successives en dix ans, réglerait définitivement la question de la libéralisation du marché de l'électricité : il s'agirait d'établir enfin un « *cadre stable et durable à l'industrie électrique* ».

Faut-il le croire ?

Faut-il croire qu'après les lois du 10 février 2000 « *relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité* », du 3 janvier 2003 « *relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie* », du 9 août 2004 « *relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières* », du 13 juillet 2005 « *de programme fixant les orientations de la politique énergétique* », du 7 décembre 2006 « *relative au secteur de l'énergie* », du 21 janvier 2008 « *relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel* », cette loi viendrait enfin permettre de concilier l'ouverture du marché électrique à une concurrence européenne et le maintien, pour les clients français, du bénéfice de la compétitivité du parc de production nucléaire ?

En réalité, ce projet de loi intitulé « *nouvelle organisation du marché de l'électricité* » ou « NOME » risque fort d'allonger cette liste, qui devrait plutôt s'appeler « DOME » pour « *déboires de l'ouverture des marchés électriques* ».

Ce projet de loi ne peut en effet compenser les errements initiaux de la libéralisation européenne, ni résoudre la situation contradictoire d'une EDF partiellement privatisée, et ce d'autant que sa mise en œuvre pourrait empirer la situation.

Une libéralisation mal pensée

La première erreur de la libéralisation fut de viser à constituer des marchés transnationaux (voire, idéalement, paneuropéens) alors que les politiques énergétiques sont déterminées nationalement[1]. Or, si le marché impose en principe un « prix unique », au moins à l'échelle de zones suffisamment interconnectées, les politiques énergétiques nationales se traduisent quant à elles par des choix technologiques et donc des coûts de niveau et de structure différents. Sachant que les prix reflètent normalement les coûts, on ne peut faire coexister l'un et l'autre si facilement[2].

Cette incohérence fondamentale est évidemment aggravée par l'insuffisance des marchés de gros qui ne donnent aucun signal de prix sur le long terme : les marchés à terme n'ont plus aucune liquidité au-delà de deux ou trois ans, ce qui correspond à la durée la plus courte possible pour construire un moyen de production électrique classique (ce temps étant nettement plus élevé pour le nucléaire).

La seconde erreur fut de considérer que la régulation devait se focaliser sur la question, certes importante, de l'accès au réseau et de sa tarification. La production était pensée au départ comme une activité concurrentielle, avec des barrières à l'entrée limitées, et qui ne nécessitait donc pas de régulation particulière. On négligeait ainsi le poids considérable des opérateurs en place et leur capacité, sinon leur volonté, à peser à la hausse sur la formation des prix. Cet obstacle avait pu être levé (et non sans mal) en Grande-Bretagne en cassant en plusieurs morceaux le producteur historique CEGB alors que, par ailleurs, la Grande-Bretagne disposait alors de sources de gaz suffisantes. Mais, pour des raisons juridiques et politiques, l'Europe n'a pas pu imposer ce remède aux Etats Membres.

La libéralisation a donc conduit à un marché lacunaire qui ne donne nul signal économique pertinent pour les investisseurs, a laissé s'instaurer des positions dominantes sans

régulation sur la production, et n'a pas su mettre une cohérence entre les politiques énergétiques nationales et le besoin d'harmonisation européenne.

La France, du fait de son choix énergétique particulier, a été au confluent de ces incohérences. Ceci explique pourquoi tant de mesures législatives ou réglementaires (TaRTAM, maintien des tarifs, Exeltium, contentieux « Direct Energie »...) ont du être prises en France depuis février 2000. Il faut dire que l'opérateur historique a parfois causé son propre malheur par des initiatives hasardeuses (comme celle consistant à faire des offres « de marché » à ses clients alors que ceux-ci n'avaient pas une connaissance claire des conséquences que cela avait pour eux).

Un opérateur historique sous injonctions contradictoires

A ces errements au moment de la libéralisation, l'ouverture du capital d'EDF allait ajouter ses propres équivoques. EDF, dont le capital a été ouvert fin 2005, s'est d'emblée trouvée confrontée à une contradiction entre « service public » et « ouverture des marchés » : devait-elle vendre à un prix reflétant les coûts du nucléaire (et restituer la « rente du nucléaire » au client qui, après tout, en avait supporté les risques par le passé) ou vendre au « prix du marché » (et garder la « rente du nucléaire » pour son seul actionnaire, et elle-même) ?

Pendant longtemps cependant, EDF a nié qu'il y ait une contradiction en prétendant que les prix du marché de gros reflétaient les coûts tout autant que les tarifs devaient le faire sur le long terme et que la « prétendue rente du nucléaire » n'existait pas. Fin 2004, au moment du rapport Roulet qui préparait l'ouverture de son capital, EDF considérait ainsi que les prix de long terme devaient osciller autour de 35 €/MWh^{[3][4]}, chiffre qui correspondait par ailleurs, selon EDF, au coût de long terme du nucléaire^[5]. Il n'y avait selon elle aucune divergence fondamentale entre le marché, les tarifs et les coûts de long terme du nucléaire. Il apparaissait seulement de relever progressivement les tarifs qui se situaient alors en deçà de 30 €/MWh, ce qui fut acté dans le contrat de service public signé entre EDF et l'Etat à l'automne 2005.

Cette fiction allait s'écrouler dès 2006, avec l'explosion des prix des marchés de gros consécutive à la hausse des prix pétroliers (et malgré les efforts concomitants d'EDF pour expliquer que le coût du nucléaire avait augmenté très fortement dans le même temps^[6]).

Aujourd'hui, même si c'est de manière indirecte, EDF reconnaît que les prix du marché de gros ouest-européen peuvent s'éloigner durablement des fondamentaux des coûts du parc de production français (dont EDF estime maintenant les coûts complets à environ 45 €/MWh).

Aujourd'hui, c'est cette contradiction que le projet de loi cherche à résoudre, en mettant en place les préconisations du rapport Champsaur. Il instaurerait, avec le *nihil obstat* de Bruxelles, un marché de gros régulé qui serait normalement « cohérent » avec les prix de détail et les tarifs réglementés, et qui réserverait *de facto* l'avantage des coûts du nucléaire du parc actuel aux seuls clients finaux français.

En principe, c'est sans doute le meilleur compromis que l'on ait trouvé à ce jour pour concilier l'acceptabilité du nucléaire (comment convaincre le citoyen français des avantages du nucléaire si c'est pour lui vendre au prix du marché allemand ?), l'intégrité du parc nucléaire d'EDF, les contraintes européennes, le développement d'une concurrence et d'une innovation commerciale au bénéfice des consommateurs, l'incitation à investir et le maintien de l'intégration d'EDF (entre fourniture et production notamment).

Encore faut-il que ce compromis ne soit pas gâché par une mise en œuvre discordante.

Un projet de loi insuffisant

EDF s'est très vite montrée totalement hostile à ce projet de loi : elle y voit une obligation de subventionner ses concurrents.

Cette posture, qui réunit les syndicats et les actionnaires d'EDF, est évidemment caricaturale car le cœur du dispositif prévu est le maintien au bénéfice des clients français des avantages économiques du nucléaire, non le subventionnement des concurrents d'EDF. En pratique en effet, les concurrents d'EDF ne pourront que vendre l'électricité à un tarif plus avantageux que celui d'EDF et donc rétrocéder à leurs clients l'avantage sur les coûts d'approvisionnement dont ils bénéficieront.

C'est d'ailleurs ce que les fournisseurs alternatifs font d'ores et déjà et il aurait été plus logique que le projet de loi rende cette obligation explicite.

En tout état de cause, EDF *en tant que producteur*, devrait être indifférente entre vendre directement à ses clients (à un prix de 34 €/MWh) et vendre à ce même prix à un autre fournisseur[7]. Un représentant d'EDF à qui je posais cette question récemment me répondait après moult hésitations qu'en réalité le problème d'EDF était d'augmenter les tarifs réglementés.

EDF cherche ainsi en réalité à négocier une augmentation de ses tarifs. Avec un raisonnement simple : le prix (de vente aux concurrents) doit couvrir les coûts, et les tarifs doivent être cohérents avec ce prix. EDF affirme aujourd'hui que ses coûts se situent à 45 €/MWh, mais elle semble disposée à un « compromis » à 42 €/MWh. Je ne puis que regretter que ni l'Etat ni la CRE n'aient apparemment pris les moyens d'expertiser les chiffres avancés par EDF (qui est quand même une entreprise publique !) pour trancher suffisamment en amont ce débat.

Dans ces conditions, on comprend que le projet de loi reste dans une ambiguïté totale sur le sujet du prix. L'étude d'impact jointe indique ainsi que le prix « *sera cohérent avec le prix [du] TaRTAM* », soit 42 €/MWh alors que l'exposé des motifs indique que le prix permettra aux concurrents d'EDF d'obtenir « *les mêmes conditions économiques qu'EDF* », soit plutôt 34 €/MWh. Et les sources « bien informées » indiquent que le prix devrait se situer aux alentours de 42 €/MWh.

Or, les conséquences pour les clients, EDF, et les opérateurs seront très différentes selon que l'on fixera le prix à tel ou tel niveau.

Si le prix est fixé à 34 €/MWh, la concurrence pourra se développer, les prix aux clients n'augmenteront pas ou peu, mais, selon EDF, il y aurait un risque de sous-rémunération du nucléaire.

A l'inverse, si le prix est fixé à 42 €/MWh, des hausses importantes (de l'ordre de 10%) des tarifs de l'électricité seront nécessaires[8] et il faut évidemment s'interroger sur l'usage qui sera fait par EDF des 8 €/MWh de rémunération supplémentaire qui lui seraient ainsi accordés[9] : cette somme pourra-elle servir à financer autre chose que le parc nucléaire (par exemple le développement international) et dès lors qu'elle aiderait à financer le renouvellement du parc, comment garantir que le client futur, qui consommera l'énergie produite par ces futures centrales, ne paiera pas une seconde fois les investissements concernés ?

Mais il y a plus inquiétant car un marché ne peut trouver son équilibre que si les quantités mises à disposition sont suffisantes. Or, avec un plafond de 100 TWh, les quantités mises à disposition ne sont pas suffisantes pour fournir les 150 TWh consommés par les clients qui sont actuellement « sortis des tarifs »[10]. Certes seuls 50 TWh parmi ces 150 TWh sont fournis par des opérateurs alternatifs (le reste étant fourni par EDF) et on peut donc penser que les 100 TWh suffiront largement, dans un premier temps, à alimenter le marché.

Ce serait supposer qu'EDF continuerait à fournir ses clients actuels à un prix équivalent à celui auquel il vendrait à ses concurrents, ce qui semble douteux pour deux raisons :

- d'une part parce qu'EDF s'est engagée devant la Commission Européenne à remettre « sur le marché » une partie de ces plus gros clients industriels[11] ;

- d'autre part, et plus fondamentalement, parce qu'il n'y a aucune raison juridique qu'EDF fournisse à ses clients « sortis des tarifs » à un prix qui ne soit pas le prix du marché de gros. Le projet de loi Nome est totalement silencieux à ce sujet et n'impose en particulier aucune obligation à EDF à ce titre.

Dès fin 2015, avec la disparition de toute régulation sur les clients dits « verts et jaunes »[12], ces 100 TWh ne permettront en tout état de cause plus de ne fournir qu'un tiers des besoins. A cette date, en effet le projet de loi prévoit que ce sont 300 TWh de consommation qui seront « sortis des tarifs ». Or, dans ces conditions, les prix se fixeront nécessairement au prix d'opportunité de la fourniture des clients c'est-à-dire au prix du marché de gros européen. La réforme aurait ainsi été inutile et ne se traduirait donc que par un pur effet d'aubaine pour les producteurs alternatifs (dont probablement des alternatifs nouveaux, que ce soit par exemple des filiales d'EDF ou de Véolia...) et à l'explosion politique du système mis en place.

On pourrait arguer que la loi impose que les fournisseurs fassent bénéficier leurs clients des prix dont ils bénéficieront de la part d'EDF[13]. Les juges et la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) seraient ainsi chargés d'y veiller. Mais alors, comment les juges et la CRE pourraient avoir le pouvoir de désigner quels clients pourraient bénéficier de ces prix (jusqu'à la hauteur de 100 TWh) et lesquels seraient laissés aux seuls caprices des marchés de gros ? Comment les juges et la CRE pourront-ils imposer que les clients fournis par EDF puissent bénéficier de conditions équivalentes à celles proposées par ses concurrents ?

Conclusions

Le système proposé par le Rapport Champsaur est une nécessité pour maintenir des tarifs modérés en France qui reflètent l'avantage de la production nucléaire, tout en restant dans un cadre compatible avec le droit européen. Il me semble aussi compatible avec les intérêts d'EDF.

Cependant, le projet de loi Nome tel qu'il est conçu ne réglera que très temporairement la question de l'ouverture des marchés électriques. Dès 2015 et probablement avant, il sera clairement insuffisant et risque de conduire à des situations qui seront inacceptables politiquement et juridiquement.

Cette situation regrettable résulte du manque de vision, de l'absence de choix des priorités, et d'une mauvaise régulation économique. Alors que l'ouverture des marchés devrait conduire à des baisses de prix, on s'apprête maintenant à faire monter les tarifs pour ouvrir les marchés, sans qu'une étude sérieuse sur les réels besoins de financement d'EDF n'ait été, à ma connaissance, réalisée.

La priorité doit en réalité être mise sur la bonne gestion du parc nucléaire (dont la disponibilité s'est encore dégradée début 2010 alors même que les grèves ne sont plus à incriminer). Un schéma de « sanctuarisation » de ce parc en l'isolant juridiquement et en lui donnant les moyens financiers de son renouvellement au bénéfice de toute la nation devrait être étudié.

Dans une perspective de disparition des tarifs régulés, cette séparation me semble nécessaire pour qu'EDF soit incitée proprement à optimiser son parc (elle risque sinon d'être tentée de dégrader sa disponibilité pour faire monter les prix des marchés de gros). Cette séparation du parc nucléaire (qui réintégrerait les compétences et d'activités de maintenance actuellement externalisées par EDF) serait ainsi garante d'une gestion du parc nucléaire dans l'intérêt de la collectivité.

Vincent Maillard

[1] On retrouve ainsi, pour ce qui concerne l'énergie, le pendant des problèmes posés par la création d'une monnaie unique alors que les politiques économiques sont nationales.

[2] Il me semble important de souligner que cette incohérence peut certes porter sur le niveau des coûts (le nucléaire étant par exemple plus ou moins compétitif que la production à partir de gaz) mais qu'elle concerne aussi, et principalement, la structure des coûts : le nucléaire sera ainsi insensible aux cours du pétrole et du gaz, alors que les cycles combinés le seront nécessairement et leurs coûts différeront fatalement à un moment ou à un autre.

[3] Audition de M. Gadonneix devant la Commission des Affaires Economiques, de l'Environnement et des Territoires, 14 décembre 2004. <http://www.assemblee-nationale.fr/12/cr-cpro/04-05/c0405024.asp>

[4] Il s'agit de valeur « part production » en « équivalent ruban », les prix payés par les consommateurs comprennent aussi, outre les taxes, les prestations d'accès au réseau ainsi que le complément de fourniture (pointe, ajustement...).

[5] EDF – Document de base 2004 – page 81.

[6] Auditionné le 4 avril 2006 par la Commission des Finances de l'Assemblée Nationale, M. Gadonneix annoncera que le « coût de développement prévu pour l'EPR » est de 43 €/MWh.

[7] Dès lors que ce fournisseur viendrait se substituer à EDF pour fournir le même client. La situation est évidemment différente si le fournisseur revendait la même énergie sur le marché de gros, car EDF devrait racheter cette même énergie sur le marché de gros à un prix supérieur pour fournir le client qu'elle aurait conservé.

[8] Par ailleurs, pendant la période transitoire, où les tarifs ne seraient pas cohérents avec les prix de cession d'EDF, il est fort à craindre que les concurrents d'EDF auront du mal à se développer voire devront disparaître.

[9] EDF reconnaît en effet que les 34 €/MWh permettent de couvrir les coûts comptables historiques.

[10] Soit 72 TWh correspondant au TaRTAM, 69 TWh en « offre libre » et 6 TWh de clients résidentiels fournis par les alternatifs.

[11] Communiqué de Presse de la Commission Européenne en date du 17 mars 2010.

[12] Il s'agit des clients ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, soit la plupart des entreprises (hors professionnels).

[13] L'article 1^{er} prévoit en effet que seuls soit pris en compte les contrats « conclus, ou modifiés par avenant pour tenir compte de l'accès régulé à l'électricité de base ».

URL source: <http://www.mediapart.fr/club/blog/vm/030510/le-projet-de-loi-nome-un-echec-programme>