

## **Le compromis de la loi NOME : Les limites d'un dispositif de marché aux principes économiques faibles**

**Dominique FINON**

Directeur de recherche au CNRS, CIRED

Juin 2010

Publication dans *Revue de l'Energie*, 2010, Juillet –Août, n° 596

**Résumé :** La loi NOME vise deux objectifs principaux en matière de concurrence: d'une part l'augmentation des parts de marché des concurrents du fournisseur historique et d'autre part le développement d'une concurrence de détail qui conduit à des prix concurrentiels en cohérence avec le coût du kWh nucléaire existant. Ceci s'opère par une réglementation en prix et en quantité des échanges de gros par l'attribution de droits de tirage sur le nucléaire aux alternatifs et par des mécanismes de contrôle qui dissuadent les acquéreurs de ces droits d'arbitrer avec le marché de gros européen. On montre alors qu'il faut sortir du fonctionnement canonique du marché électrique de détail pour parvenir à des prix de détail décrochés du prix de gros. On identifie l'importance du rôle pivot du fournisseur historique qui définira de facto le prix de détail et gèrera la répartition du marché entre lui et les alternatifs. On note la nature particulière du prix de détail qui n'est pas un prix d'équilibre de marché, mais un prix défini sous injonction politique, et donc implicitement réglementé. Avec des fondements économiques faibles, le mécanisme pourrait sortir de la route sous le seul effet de la concurrence, notamment quand on atteindra le plafond d'attribution du quart de la production nucléaire. Il a également une base juridique faible au regard de la jurisprudence européenne. Ce qui conduit à s'interroger sur sa pérennité.

\*\*\*\*

Le projet de loi sur la Nouvelle Organisation du Marché Electrique (NOME), qui est en cours de discussion au Parlement avant son vote à l'automne 2010, cherche à répondre aux critiques de la Commission européenne sur le maintien des tarifs réglementés et l'instauration d'un TaRTAM et aux deux procédures en infraction aux directives européennes et aux aides d'Etat qui ont été engagées en 2007 contre la France. Pour ce faire il vise deux objectifs principaux en matière de concurrence: d'une part l'augmentation des parts de marché des concurrents du fournisseur historique et d'autre part le développement d'une concurrence de détail qui conduit à des prix concurrentiels en cohérence avec le prix de revient des kWh produits par des équipements nucléaires existants, mais détachés du prix du marché de gros. En même temps vis-à-vis des consommateurs résidentiels, le projet NOME préserve indéfiniment les tarifs réglementés pour les ménages, sachant que la Commission n'a pas cherché à les mettre en question à ce stade.

La précédente Commission européenne avait donné en septembre 2009 un avis tolérant à l'avant-projet de loi NOME en le considérant comme un premier pas sérieux vers le développement d'une réelle concurrence en France et en réservant son avis sur les modalités futures d'application (Kroes et Pielbags, 2009). L'étude d'impact de la loi NOME (2010) nous vante les mérites du dispositif pour atteindre les objectifs conjoints de développement de la concurrence de détail et de maintien des prix non résidentiels à des niveaux bas alignés sur les coûts de revient du nucléaire existant.

Mais la NOME ne repose pas sur des principes économiques cohérents. Ce manque de principes économiques se traduit par une grande complexité de mise en œuvre et ouvre la voie aux jeux d'influence et aux conflits d'intérêts et de conception pour sa mise en œuvre. Alors que l'aval prudent de Bruxelles reflète la nature très politique du compromis sous-jacent entre autorités françaises et européennes tant la distance aux directives et à la jurisprudence reste grande, on peut s'interroger sur la pérennité de ce compromis politique et prédire le retour à une application plus stricte des principes européens au bout de peu d'années. De plus on peut anticiper que les prix de marché de détail ne refléteront pas nécessairement l'avantage-coût du nucléaire existant, notamment quand tous les 100 TWh d'ARB seront distribués aux fournisseurs alternatifs.

On présentera dans un premier temps ce qui a rendu nécessaire cette réforme. Dans une seconde section on précisera les principaux caractères du dispositif NOME qui doivent conduire à cette nouvelle concurrence. On précise dans une troisième section certaines de ses difficultés d'application, notamment pour la définition du prix d'accès régulé à la base (ARB), et le contrôle de l'usage des ARB pour le seul marché français. Dans une dernière section on analyse les effets à attendre de la NOME en caractérisant la concurrence de détail très atypique qui en ressortira sur le marché non résidentiel, ce qui nous conduira à discuter de la stabilité du dispositif et de sa pérennité, compte tenu de ses bases économiques et juridiques fragiles.

## **1. La nécessité juridique et politique d'approfondir la concurrence**

La France a voté les directives de libéralisation des marchés électriques de 1998, 2004 et 2009, en ne les appliquant que de façon incomplète et déformée. Si elles étaient appliquées en totalité comme c'est le cas dans la grande majorité des pays européens, on devrait aboutir à des marchés électriques de gros et de détail dont les fondamentaux sont les suivants : les prix de gros se forment sur des marchés horaires par la concurrence des producteurs en fonction du prix offert par le producteur marginal, dont l'offre de prix est aligné sur son coût variable ; les prix de gros du marché horaire sont transmis (après lissage) dans les prix de détail offerts dans les offres des fournisseurs en concurrence ; les fournisseurs historiques qui conservent une obligation d'offrir des tarifs par défaut fixent ces tarifs avec le régulateur selon un principe d'alignement sur les prix de gros. Enfin lorsque les marchés s'intègrent avec les marchés voisins sans contrainte d'interconnexion, les prix horaires se forment comme si il n'y avait qu'un marché unique et s'alignent donc sur le coût de la centrale marginale dans le pays le plus cher.

Mais il se trouve que, sur le marché continental dans lequel le marché français est intégré, la fixation du prix sur le marché horaire se fait pendant presque toute l'année par une centrale allemande au gaz ou au charbon, ce qui donne un prix moyen de 70 à 80 €/MWh en période de prix élevés des combustibles et du carbone, alors que les tarifs industriels et résidentiels qui sont encore pratiqués en France en s'alignant sur le coût moyen de l'opérateur historique sont en

moyenne de 34 €/MWh. La suppression de toute réglementation de tarifs de détail se traduirait par une hausse importante de l'ordre de 20 à 30 €/MWh selon les années. Ceci permettrait à l'opérateur historique qui produit la majorité de son électricité par des équipements nucléaires de dégager une rente importante qui s'interprète comme une rente de rareté : les prix du marché de gros européen indique en effet une rareté des équipements de base à bas coût variable (Finon et Romano, 2009).

Comme dans le domaine des subventions agricoles, la France cherche à reculer indéfiniment l'application des directives depuis que le gouvernement a découvert progressivement les conséquences négatives de la libéralisation et de l'intégration des marchés sur les prix de détail aux industriels et bien sûr aux petits consommateurs si on enlevait les tarifs réglementés. Pour ne pas avoir à faire face aux réactions des industriels et de l'opinion publiques, on a maintenu des tarifs règlementés qui posent un réel problème de compatibilité avec la politique européenne, sachant que l'objectif des directives Européennes est de mettre en place un marché unique avec un même prix de l'électricité pour les fournisseurs et les industriels, voire pour les ménages, au différences près de prix de transport et de distribution.

Lorsque les prix de gros se sont mis à monter bien au-dessus des prix de détail, on est même revenu en arrière en définissant un tarif spécifique pour les industriels et les professionnels qui avaient fait jouer leur éligibilité, le TaRTAM qui est bien moins élevé que les prix de gros (37,8 €/MWh actuellement) (voir tableau 1). Du fait du maintien des tarifs (à 34 €/MWh en moyenne) et l'instauration du TaRTAM, la concurrence en est considérablement affectée car les concurrents d'EDF sont pris en ciseau de prix entre le niveau des tarifs règlementés sur lesquels ils doivent aligner leurs offres et leurs coûts d'approvisionnement de kWh par achat sur le marché de gros ou par leur propre production. Les entrées comme la survie des entrants sont totalement mises en question. La poursuite du développement du marché organisé de gros, indispensable pour le bon fonctionnement de la concurrence, est rendue impossible par le TaRTAM. On a aussi inventé des solutions pour permettre un minimum de concurrence, tel que le dispositif d'Appel d'offres Fournisseurs (dit AOF ou « Direct Energie ») qui cède 10 TWh/an aux alternatifs qui vendent sur le marché résidentiel à un prix de départ de 38 TWh qui croît ensuite sur 10 ans vers 48 €/MWh.

**Tableau 1. Ecart entre prix de gros et tarifs règlementés**

(Référence au tarif règlementé de 34€/MWh en moyenne pour la partie « énergie » et au TaRTAM à 37,8 €/MWh )

	2006	2007	2008	2009
Moyenne prix PowerNext	49,3	40,9	69,2	43,0
Ecart prix de gros/tarifs	+15,4	+6,9	+35,2	+9,0
Ecart prix de gros/TaRTAM	+ 11,5	+ 3,2	+31,4	+5,2

Source . CRE, 2009 sur prix PowerNext

C'est en raison des principes de politique de la concurrence que la Commission européenne a ouvert les procédures contentieuses à l'égard du TaRTAM et des tarifs en infraction aux directives et aux articles du traité sur les aides d'Etat. La Commission reproche que les entrées soient très limitées à côté de la position dominante d'EDF (qui a 86,9% du marché non résidentiel et 96 % du marché des petits consommateurs) à cause des tarifs règlementés sans lien avec les prix de gros. Les prix règlementés à des niveaux trop bas ne permettraient pas en particulier les investissements en production que les niveaux plus élevés de prix de gros devraient susciter.

**Tableau 2. Parts de marché d'EDF et des fournisseurs alternatifs par marchés en 2008**

(en TWh et %)	Résidentiels	Non résidentiels	<i>Dont non-résidentiels aux Tarifs</i>	<i>Dont non-résidentiels en contrats spéciaux</i>	<i>Dont non résidentiels Au TaRTAM</i>	Total général
EDF	135,4 (96%)	259,0 (86,9%)	155 (100%)	59,4 (86%)	44,6 (62%)	394,4
Fournisseurs alternatifs	5,6 (4%)	39 (13,1%)	--	9,6 (14%)	27,4 (38%)	42,6
Total	141 (100%)	298 (100%)	157,0 (100%)	69,0 (100%)	72,0 (100%)	437,0

Source . CRE et Etude d'impact 2010)

Le même type de reproches pourrait être fait aux tarifs réglementés pour les particuliers. En effet, alors que les directives européennes autorisent les Etats-membres à imposer aux entreprises des missions de service d'intérêt économique général (SIEG) (comme par exemple une contraintes sur les prix de fourniture pour des raisons sociales), celles-ci doivent être « clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables » et doivent garantir « aux entreprises d'électricité de l'Union Européenne un égal accès aux consommateurs nationaux » (Directive électricité, 2003, article 34). Or, comme l'a souligné le Conseil Constitutionnel à propos du TaRTAM en se référant aux directives, les tarifs réglementés actuels aux particuliers ne respectent pas ces caractéristiques. Leur étendue peut être considérée comme trop floue et trop large puisque les tarifs réglementés s'appliquent à tous les consommateurs particuliers sans pertinence vis-à-vis d'un quelconque SIEG et ce sans limite de temps.

Les rappels de la Commission européenne étaient associés à la menace de démantèlement d'EDF (vente complète de RTE et ERDF, voire ventes d'actifs nucléaires) d'autant plus qu'EDF était soumise aussi à deux recours liés à ses contrats de long terme supposés relever d'un abus de position dominante. Pour faire face, le gouvernement a proposé le dispositif NOME en suivant les recommandations du groupe Champsaur (2009) mandaté pour résoudre une véritable quadrature du cercle et surmonter un paradoxe fondamental pour les Français que Marcel Boiteux résumait avec humour : « Avec la suppression des tarifs régulés que demande Bruxelles, il ne s'agit donc plus, comme on pouvait le croire initialement, d'ouvrir la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence » (Boiteux, 2008).

Pour ce faire le dispositif NOME qui serait mis en place sur 15 ans introduit une réglementation des échanges de gros en définissant une attribution règlementée en quantité et en prix de l'électricité d'origine nucléaire aux fournisseurs alternatifs. Les tarifs non résidentiels seront supprimés. L'intensité concurrentielle résultant du développement des concurrents sur le marché non résidentiel est supposée conduire à l'équilibre à des prix de détail décrochés des prix du marché de gros.

## 2. Les caractéristiques du dispositif NOME

La loi NOME porte essentiellement sur la mise en place de l'accès régulé à l'électricité de base, sur l'évolution des tarifs règlementés de vente, sur le renforcement des pouvoirs de la CRE qui va de pair avec ses mesure. Elle instaure aussi une obligation de capacité que nous mettrons de côté dans ce papier, qui a vocation à inciter à investir suffisamment (notamment en équipements de pointe et en programmes d'effacement) pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.

## 2.1. Les principes retenus

On organise une régulation en prix et en quantité des échanges de gros en attribuant aux concurrents d'EDF des droits de tirage pour une part importante de leur fourniture, libres à eux ensuite de se concurrencer et de concurrencer EDF pour élargir leurs parts de marché dans le cadre d'un mécanisme de sauvegarde les dissuadant de revendre l'électricité de leurs ARB sur le marché de gros européens. Mais le développement de cette concurrence de détail sera bornée par le report de cinq ans de la disparition des tarifs pour les moyens et gros consommateurs, et par le maintien indéfini des tarifs pour les petits consommateurs

- *L'attribution règlementée d'électricité nucléaire en prix et en quantité*

La loi NOME organise un réglementation en prix et en quantité de la majeure partie de la fourniture des grossistes en définissant un mode d'attribution annuelle de droits d'accès à l'électricité de base pour la partie des besoins de fournitures des concurrents d'EDF supposé correspondre à leur fourniture en ruban sur l'année (soit 80% en moyenne) à un prix régulé qui sera défini par le gouvernement sur proposition du régulateur sur la base des coûts comptables de production du nucléaire existant. La loi (art 1, chap.IV) donne pour ce faire les références des charges à prendre en compte : « la rémunération des capitaux investis au taux du marché les coûts d'exploitation, les coûts d'investissement de mise à niveau et ceux de maintenance, et les coûts prévisionnels liés aux charges de long terme ». Mais un long travail d'explicitation est prévu, compte tenu des désaccords inévitables sur les principes de calcul et les montants de charges en compte et l'asymétrie d'informations entre régulateur et régulé. En attendant 2013, le prix de l'ARB sera aligné sur celui du TaRTAM ;

Cette attribution s'effectuera annuellement sur la base des demandes des fournisseurs concurrents d'EDF, demandes qu'ils formuleront au début de l'année t en fonction de leur base clients de l'année t-1 et de leurs ambitions de développement pour cette même année t. Sous la supervision de la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) qui fixera les volumes attribués, chacun négociera avec EDF un contrat définissant cette attribution de droits d'accès avec le producteur nucléaire... qui est aussi leur concurrent. Le volume d'attribution directe de droits sera limité à 100 TWh, environ le quart de la production par le nucléaire existant<sup>1</sup>. La loi (art.1.IV) prévoit la règle de répartition suivante lorsque la somme des droits des fournisseurs excèdera le plafond fixé : « la CRE répartit le volume disponible entre les fournisseurs en fonction de la consommation réelle de leurs clients et de leurs prévisions d'évolution ».

---

<sup>1</sup> On notera que le volume attribué inclura à partir de 2013 un volume supplémentaire allant jusqu'à 20 TWh et attribué à RTE et ERDF pour compenser les pertes en transport relatives aux ARB alloués aux alternatifs.

Si chaque attribution correspondra en moyenne à environ 80% des volumes que vendront les concurrents d'EDF<sup>2</sup>, ce montant signifie que le partage minimal du marché visé par le gouvernement est d'un quart pour les concurrents d'EDF et de trois quarts pour EDF, car les ventes totales des concurrents d'EDF pourront difficilement augmenter une fois atteint le plafond de 100 TWh. Les premiers qui vendent actuellement 42 TWh (hors entreprises locales), et ont 10 % de parts de marché, sont donc appelés à doubler ces parts grâce à l'accès à ces 100 TWh d'ARB vendus à prix coûtant, ce qui pourrait se faire sur 6 à 7 ans à un rythme de croissance annuel de 10%, pour autant que les débouchés prenables existent.

- *Deux mécanismes de contrôle*

Le dispositif est complété par un contrôle ex-post de l'adéquation entre les volumes d'électricité de base contractés et la partie ruban du portefeuille clients des fournisseurs et par un reversement au producteur nucléaire de la différence entre le prix du droit d'accès et le prix moyen du marché sur une période donnée pour les quantités en dépassement. Il est prévu le paiement d'une majoration en cas de dépassement trop important. Cette disposition vise à dissuader les bénéficiaires d'ARB d'arbitrer et de revendre sur le marché de gros continental par exemple à 60-70 €/MWh l'« électricité de base » payée 35 à 40 €/MWh. On verra que cette règle s'interprète comme une clause de destination finale qui ne dit pas son nom et qui serait contraire à la jurisprudence européenne. Mais, la Commission européenne cherchant à temporiser avec la France. on parle pour l'heure de « mécanisme de sauvegarde » car cette règle viserait à protéger le fonctionnement du marché créé par ce dispositif.

Pour renforcer le respect des principes du dispositif, une mission de surveillance est confiée aussi à la CRE avec possibilité de saisine de l'Autorité de la concurrence, pour vérifier les « écarts manifestement injustifiés entre les prix de détail proposés aux clients finals par l'ensemble des fournisseurs et les coûts d'approvisionnement de ces fournisseurs, traduisant un comportement coordonné »<sup>3</sup>. Cette menace revient à imposer le respect d'une norme de comportement en matière d'offre de prix sur le marché non réglementé.

- *Maintien des tarifs industriels sur 5 ans*

Le champ de la concurrence restera limité par le maintien des tarifs industriels et domestiques. La loi NOME ne prévoit pas en effet de supprimer les tarifs verts et jaunes sur les 5 ans ( pour autant que ce dernier point soit accepté par la Commission européenne en tant que mesure provisoire sachant que ces tarifs auraient déjà dû être supprimés depuis 2000 pour les uns et 2004 pour les autres). Le fonctionnement du marché industriel sur la partie correspondant à cette clientèle aux tarifs sera donc totalement gelé sur les cinq ans dans la mesure où la loi ne prévoit qu'un alignement progressif de la partie énergie du tarif sur le prix des ARB qui sera plus élevé<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> C'est dit rapidement parce qu'en fait la loi prévoit une allocation aux fournisseurs en relation avec la place du ruban dans la charge annuelle de leur portefeuille clients

<sup>3</sup> « Le contrôle des pratiques anticoncurrentielles relève de l'Autorité de la concurrence en vertu des articles L 420-1 et suivants du code de commerce. Cette articulation des missions permettra de détecter les éventuels abus » (Etude d'impact, p. 36)

<sup>4</sup> En 2011, le prix de l'ARB sera fixé au niveau du TaRTAM qui est de 20 à 30% plus élevé que le tarif correspondant.

Le marché sera donc limité jusqu'en 2015 à 120 TWh couvrant les ventes industrielles actuelles de 72 TWh sous le TaRTAM supprimé en janvier 2011, dont environ 45 TWh vendus par EDF, et les ventes aux gros clients industriels sous contrats spéciaux qui ont été mis en cause avec succès par Bruxelles en 2010 (environ 40 TWh accessibles, sans que cela soit très précis). Après 2015 la suppression des tarifs permettra à la concurrence de couvrir un marché d'environ 250 TWh sur les 400 TWh du marché final.

**Tableau 3. La répartition du marché de gros et du marché final avant et après NOME**

	2009	t +N (plafond atteint)	2020
Attribution droits d'ARB et AOF* * (TWh)	45 **	110	110 <sup>°°°</sup>
Ventes finales EDF (et ELD) (TWh)	395	310-350 <sup>°°°</sup>	310-410
Ventes des concurrents d'EDF (hors ELD) (TWh)	57*	140	140 <sup>°°°</sup>
Totale consommation totale sans pertes (TWh)	448 <sup>*°</sup>	450-500 <sup>°°°</sup>	450-550 <sup>***</sup>

\*En 2009, GDF Suez : 31,7 TWh ; EON : 18 TWh; Divers (Enel, Alpic, etc) : 2 TWh. \*\*VPP : 39,5 TWh, AOF (Dispositif Direct Energie) jusqu'à 10 TWh à un prix croissant de 38, 6 €/MWh en 2010 à 48 €/MWh \*\*\* (PPI 2009 pour 2020), \*° Pertes de 32 TWh à ajouter, °°° Interpolation simplifiée entre chiffres de 2009 et 2020 (données de la PPI).  
<sup>°°°</sup> Chiffre anticipable si pas d'évolution des ventes des concurrents d'EDF parce que pas de hausse du plafond de 100TWh

- *Maintien indéfini des tarifs résidentiels*

Le dispositif ne prévoit pas de supprimer les tarifs réglementés aux petits consommateurs. Ceci crée un besoin de cohérence entre le prix de l'ARB et les tarifs pour permettre aux fournisseurs alternatifs de se développer sur le marché de masse en profitant du dispositif NOME. Mais comme pour les tarifs industriels, la loi prévoit un alignement trop progressif des tarifs sur le prix de l'ARB et sur 5 ans. Cette longue transition condamne la participation du dispositif NOME au développement de la concurrence sur ce segment de marché jusqu'en 2015, à moins d'un changement radical. Les petits fournisseurs (Poweo, Direct Energie) ne pourront continuer à survivre en évitant le ciseau de prix qu'en s'appuyant sur le dispositif d'appel d'offres dit « Direct Energie » (jusqu'à 10 TWh au total), et les deux contrats Swaps (2 TWh chacun) à environ 40 €/MWh de base avec EDF qui organisent l'échange d'électricité de pointe qu'ils vont produire avec leurs nouveaux CCGT contre l'électricité de base dont ils bénéficient par anticipation.

- *Un dispositif sous gouvernance forte*

La loi NOME renforce les pouvoirs de la CRE et son indépendance, ce qui est une nécessité pour la gouvernance du dispositif pour procéder aux attributions annuelles, définir les prix de l'ARB, ainsi que les tarifs réglementés en cohérence avec l'ARB et contrôler le fonctionnement du dispositif. La NOME exigera une coordination efficace entre tous ses étages. Le dispositif est complété par une procédure d'évaluation régulière en fonction de plusieurs critères et objectifs, dont l'effectivité de la concurrence marquée par l'augmentation des parts de marché des alternatifs et la vérification de « la cohérence entre les prix des offres de détail et le prix régulé de

l'ARB ». En cas de dysfonctionnement, le gouvernement se donne la possibilité de révision du dispositif, ce qu'il ferait d'autant plus que les objectifs risquent de ne pas être conjointement remplis.

### **3. Les difficultés de mise en œuvre**

Le manque de principes économiques solides conduisent à des problèmes de définition du prix réglementé de l'ARB et à une complexité élevée des mécanismes de contrôle et d'ajustement ex-post.

#### **3.1. La mise en oeuvre du mécanisme d'ajustement ex-post**

Les décrets d'application devront à la fois préciser les modalités d'attribution des ARB (attribution forfaitaire de 80%, ou bien référence au ruban de la charge réelle du portefeuille clients, etc.) ainsi que les modalités des ajustements ex-post. Ces ajustements ex-post nécessitent d'une part un système de contrôle des quantités d'ARB fournies par rapport aux quantités réellement utilisées pour le ruban de charge du portefeuille-clients de chaque fournisseur, et d'autre part un calcul du complément de prix qui serait à reverser par rapport aux dépassements car le complément de prix à reverser va dépendre du niveau de prix du marché pendant le pas de périodicité du contrôle.

Pour que ces régularisations soient adéquates et n'ouvrent pas des possibilités de jeux stratégiques de la part des fournisseurs, la collecte et la vérification de nombreuses informations seront nécessaires : identifier et suivre la courbe de charge de chacun des portefeuilles clients et en extraire les consommations en nucléaire de base ; identifier et suivre sur un pas précis (mensuel, hebdomadaire, voire horaire), les substitutions qui s'effectuent, pour chacun des fournisseurs, entre les approvisionnements sur le marché de gros (en quantité et en prix) et les droits d'ARB dont ils bénéficient (et qu'ils utilisent ou pas). La périodicité est un paramètre important de l'efficacité du système, comme le souligne l'avis de l'Autorité de la concurrence qui propose une périodicité au plus mensuelle ou trimestrielle (A.C., 2010, p.25) « plus la durée retenue pour le contrôle et le calcul du complément de prix sera longue, plus le fournisseur pourra espérer que le complément de prix sera limité (...), car une certaine durée lui permet de compenser les reventes profitables par celles réalisées à perte ».

Pour l'heure, le système de contrôle demeure très imprécis. Il semble qu'il impliquera de reconstituer toutes les courbes de charge ex-post, ce qui nécessitera une très abondante information, et ce beaucoup plus que dans le dispositif de l'AOF « Direct Energie », où ce qui est à contrôler se réfère au « profiling » des clients des fournisseurs sur le marché résidentiel, sans qu'il n'y ait de correspondance très fidèle avec les consommations réelles.

#### **3.2. La définition du prix de l'ARB**

L'absence de principes économiques cohérents dans les fondements du dispositif NOME conduit à une absence de repères inattaquables pour la définition du prix réglementé de l'ARB et de son évolution. Se surajoutent des problèmes d'asymétrie d'informations entre le régulateur et le détenteur des actifs nucléaires dont seules des procédures aux principes explicites permettront de sortir.



On a déjà un avant-goût de ce problème du prix de l'ARB dans la controverse actuelle sur le montant du prix de l'ARB et de son évolution future. EDF fait état d'un prix de 42 €/MWh suivi d'une hausse annuelle de 3,5% par an sans lesquels l'entreprise serait en grande difficulté financière si elle doit engager successivement tous les investissements de mise à niveau nécessaire pour prolonger d'au moins 10 ans la durée de vie des 58 réacteurs (AN, juin 2010). Mais on ne connaît pas précisément le périmètre des charges prises en compte et leur montant qui permettent d'aboutir à un tel résultat. En face les petits alternatifs présents sur le marché résidentiel sont plutôt soucieux de pouvoir utiliser le dispositif NOME pour se fournir et s'étendre et de préserver leur possibilité de concourir avec EDF en évitant le ciseau de prix ; en constatant l'extrême réticence du gouvernement à décider de hausses tarifaires, ils se contenteraient bien d'une méthode consistant à déduire le prix de l'ARB du niveau des tarifs réglementés, la NOME revenant à faire « remonter la réglementation du stade des ventes de détail au niveau des échanges de gros »<sup>5</sup>. En face la CRE qui, selon la loi, sera en charge de définir le prix de l'ARB dans le futur, a proposé de fixer le prix -- et l'Assemblée nationale l'a suivie--, au niveau du TaRTAM actuel, soit 37,8 €/MWh, pour éviter les affrontements et préparer une transition vers le prix qu'il proposera au Gouvernement de fixer en 2013 selon les principes à établir d'ici là.

On saisira mieux les écarts auxquels différents principes de calcul et différentes estimations des charges à prendre en compte permettent d'aboutir en rappelant deux estimations pas si anciennes de ce que devrait être le coût d'un MWh sortant du nucléaire existant, avec ou sans investissement de mise à niveau. En 2003, juste avant la fin de l'époque de l'optimisme technologique sur les coûts du nucléaire, dans un rapport sur l'allongement de la durée de vie des centrales, l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques (OPECST) faisait état d'un coût économique de production de 12 €/MWh par un réacteur nucléaire ayant bénéficié d'un investissement de mise à niveau, chiffre à comparer au coût estimé de production de 28 €/MWh par un réacteur nouveau EPR d'une série de dix (OPECST, 2003) ; en multipliant par deux ces évaluations pour sortir de l'optimisme de l'époque, on voit qu'on resterait bien en deçà des chiffres actuels. Autre exemple, en se situant dans une optique comptable, le rapport Prévot de 2004 qui a étudié les prix industriels d'électricité qui pourraient être pratiqués contractuellement avec les très gros consommateurs en les alignant sur le coût du nucléaire existant (IGF-CGM, 2004, p. 35) calcule un coût de moins de 27 €/MWh (pour un taux de rendement du marché de 8,14% après impôts à partir de la valeur comptable non amortie du nucléaire existant de 16,5 milliards d'€. qui est à peu près la valeur actuelle utilisée). On est toujours loin des 42 €/MWh. Une partie des différences s'explique par la référence à des coûts d'investissement de jeunesse très élevés : alors qu'en 2003 l'investissement consacré à la rénovation d'un réacteur nucléaire était chiffré entre 150 et 200 millions d'€, l'opérateur EDF faisait état début 2010 de 400 millions d'€ et en mai 2010 de 600 millions d'€, hausse qui s'explique sans doute par les performances de sûreté accrues qui seront recherchées, mais qui invite tout de même à une transparence en matière d'informations sur les coûts. D'autres éléments jouent aussi comme le montant des dépenses courantes et d'investissement en maintenance dans les « Opex », les provisions pour démantèlement et gestion des déchets, les taux d'intérêt sur ces provisions, etc.

<sup>5</sup> Propos de Patrick Ollier, le président de la Commission des affaires économiques de l'A.N. lors de l'examen du projet de loi pour résumer la perspective dans laquelle il voit la loi NOME (A.N., juin 2010)

- *Quels principes ?*

La séparation artificielle du marché français des marché européen dans lequel il est intégré supprime la validité de toute référence aux principes économiques pour définir des guides de prix. Ne pas l'accepter conduit à mélanger constamment l'approche comptable qui regarde plutôt vers les investissements passés et l'approche économique qui regarde vers le futur en se référant aux équilibres offre-demande anticipables sur le marché en développement. Dans une perspective économique se référant au modèle de marché, les prix de court terme sur les marchés horaires sont supposés signaler les raretés de différents types d'équipement et s'aligner en théorie sur les coûts marginaux de long terme, c'est-à-dire sur les coûts en développement du parc d'équipement de l'ensemble des concurrents d'un marché. C'est sans doute pour cela que certains ont suggéré de « se référer à la moyenne lissée des prix observés en base et semi-base sur le marché de gros »<sup>6</sup>, mais à tort du point de vue de la logique du dispositif puisqu'il sépare les ventes de kWh nucléaires des échanges sur le marché de gros. Dans ce cas le dispositif NOME n'aurait plus d'utilité, puisque ceci reviendrait à réintégrer les échanges de gros français dans le marché européen.

Les prix horaires de gros sont ceux du marché européen et ils signalent les raretés de capacité de différentes technologies sur ce marché d'ensemble (notamment celle en équipements nucléaires) et non pas simplement celles sur le marché français. C'est pour cela qu'il y a ce décalage entre les prix de marché de gros et les tarifs règlementés (partie énergie) en notant au passage que les prix de gros d'un marché français totalement isolé du marché européen seraient proches des tarifs actuels<sup>7</sup>. Les prix élevés du marché de gros européens devraient inciter les producteurs-fournisseurs à investir dans tous les pays et dans des équipements de technologies capitalistiques à bas coût variable dont la valeur actuelle nette serait positive. Mais avec NOME, on fixe un prix règlementé pour la production du nucléaire existant en la supposant dédiée à la seule fourniture sur le marché français. Pour fixer le prix de l'ARB, on ne peut pas donc pas se référer à la valeur économique que dégageraient ces équipements sur le marché européen (qu'EDF a évalué à 112 milliards de €) et qui reviendrait à s'aligner sur le prix moyen annuel du marché européen, mais à leur valeur comptable nette de 16 milliards de € pour la valeur non amortie des 58 réacteurs<sup>8</sup>.

Il faut fixer un prix qui reflète les coûts de production dans une optique tournée en partie vers le passé, tout en restituant en même temps certains éléments du changement de valeur des équipements : par exemple la valeur corrigée de l'inflation et la prise en compte de la valeur de actifs dédiés comme les provisions pour démantèlement, ce que permet la règle du « coût courant économique » promue par la Commission Champsaur. Comme par ailleurs nous voulons aussi moderniser ces centrales pour que leur durée de vie soit prolongée de 10 ans, voire de 20 ans et que cette prolongation permettra aux premiers réacteurs construits de fonctionner encore à la fin

---

<sup>6</sup> J. Percebois, Rente nucléaire : faut il jeter le rapport Champsaur aux oubliettes ?, *Les Echos*, 8 janvier 2010.

<sup>7</sup> On pourrait en effet faire la démonstration que, si on avait à le recréer de rien, le parc actuel serait quasiment optimal par rapport aux besoins français et qu'un marché isolé conduirait à un prix moyen annuel de 35 €/MWh, proche du tarif.

<sup>8</sup> Chiffres citées par l'Autorité de la concurrence, (A.C., 2010, p. 20), à partir de l'exposé de H.Proglio devant la Commission de l'Assemblée nationale le 12 mai 2010 .

du dispositif alors qu'ils auraient dû être arrêtés en 2017-2018, le coût des investissements de jouvence doit être pris en compte au moment où ces investissements se concrétiseront.

- *Quelle principes pour l'évolution de l'ARB ?*

Comme déjà dit, la loi (art 1, chap.IV) fixe le principe du coût de revient complet et précise les éléments de coût qui devront être pris en compte dans le calcul. mais nils devront être définis avec précision par la suite. Mais, alors que le dispositif est appelé à durer 15 ans, il ne fixe pas de principes d'évolution du prix de l'ARB au fur et à mesure du déroulement du dispositif sur les quinze années. On devine ce que l'on pourra arguer après 2015-2020 pour justifier des hausses qui rapprochent le prix de l'ARB des coûts de production de nouveaux réacteurs à 55- 60€/MWh, parce que, nous dira-t'on, il faudra bien remplacer un jour les réacteurs existants qui sont la base de production des kWh des ARB. Or on n'a pas de repère précis pour décider s'il faut les augmenter. E.Cohen nous dit qu'il faut suivre les principes de la théorie économique, la référence devant être le coût marginal de long terme pour satisfaire les besoins d'électricité de base <sup>9</sup>. Une telle justification serait à prendre en compte si on avait besoin d'un tel remplacement pendant la durée du dispositif pour le marché français, voire peu après la fin du dispositif pour remplacer les centrales existantes à leur fermeture et qu'il serait justifié de commencer à payer pour les premières à installer après 2025. Mais ce dernier point ne serait valable que si on avait un seul investisseur possible qui serait le détenteur actuel des actifs nucléaires existants, alors que le dispositif NOME est censé ne pas dissuader les entrées par des investissements en équipements de base.

Mais ici on retrouve la même difficulté posée par l'absence de cadre de référence lorsque l'on isole le marché français, difficulté à laquelle se surajoute le défaut de raisonner hors contexte qui est systématique dans le débat sur la NOME. D'abord avec l'allongement programmé de la durée de vie des réacteurs de 10 ans (qui pourrait d'ailleurs être étirée à 20 ans), on n'a pas besoin de nouveaux équipements à destination du marché français avant 2030 si l'on prolonge les projections de la Programmation Pluriannuelle d'Investissements de 2020, sachant qu'en plus seront ajoutées 6 à 8 GW de nouvelles CCGT pouvant fonctionner aussi en base et une vingtaine de GW d'éoliennes tandis que la politique d'efficacité énergétique du Grenelle de l'environnement conduira à une relative stabilisation des besoins (PPI, 2009). Ensuite on ne peut pas évoquer la théorie économique, puisque le dispositif est dans le déni d'une réalité économique et juridique, l'intégration du marché français au marché de gros et de détail européen : l'incitation à l'investissement dans de nouveaux équipements de base vient d'anticipations sur le marché européen sur lequel les prix moyens annuels révèlent cette rareté d'équipements de base dont nous avons parlé plus haut. C'est ce qui guide l'investissement dans les nouveaux équipements nucléaires (Flamanville 3, Penly 3) qui se rentabiliseront par le revenu des ventes sur le marché de gros français et européen. Ajoutons enfin que si le prix de l'ARB s'aligne rapidement sur le coût du nouveau nucléaire, c'est la position de l'opérateur historique qui se verra continument renforcée en facilitant son investissement dans le nouveau nucléaire pour le marché français tandis que les autres grands concurrents ne seront pas incités à le faire en le voyant investir<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Cohen E.. Electricité : les vraies conditions d'une concurrence durable. *La Tribune*, Mai 2010

<sup>10</sup> Lors de son audition par la Commission des affaires Economiques de l'AN en octobre 2009, le Directeur de la DGEC Pierre-Franck Chevet indiquait que le gouvernement souhaite « éviter deux ecueils : faire payer uniquement

On ne peut donc pas utiliser ce genre de raisonnement soi-disant « économique » pour définir le prix de l'ARB parce qu'il n'y a pas de contexte économique lui correspondant. De façon concrète cela signifie que les demandes d'EDF d'alignement rapide du prix de l'ARB sur le prix de revient d'un kWh sortant d'un réacteur tête de série (55-60 €/MWh), ou de façon plus raisonnable, d'un réacteur de série (48 €/MWh), ont peu de fondements. La bonne démarche dans le dédale d'incohérences du dispositif est celle qui se repère au seul principe du « coût courant économique » appliquée à la base d'actifs nucléaires existante sur la durée du dispositif, puisque c'est bien dans la philosophie du dispositif de se référer à la production de ces seuls équipements pour que les consommateurs français en bénéficient..

Pour conclure sur ce point, rappelons qu'il faudra encore attendre que les principes de calcul fassent l'objet d'une longue procédure de définition avant que la CRE qui est chargée de proposer le prix de l'ARB à la décision du gouvernement commence à le faire<sup>11</sup>. Pour améliorer la transparence et faciliter la validation des données comptables de l'opérateur nucléaire, l'Autorité de la Concurrence (A.C., 2010, p.20) considère d'ailleurs qu'il faudrait « au sein du bilan d'EDF un compte séparé spécifiquement établi pour déterminer les charges des centrales nucléaires » pour limiter l'asymétrie d'informations sur le montant des dépenses de capital et d'exploitation,

#### **4. Les effets à attendre de la loi NOME sur les investissements**

Les effets à attendre de la NOME ont été évalués dans l'Etude d'Impact 2010 sur différents points, l'effet sur les prix de détail, le développement des parts de marché des alternatifs, le risque d'effacer le rôle du marché spot EpexSpot, ou encore les incitations à investir en production. Avant de traiter du processus de formation des offres des prix de détail sous les prix de gros dans la section 5<sup>12</sup>, on se focalisera d'abord sur les craintes que le dispositif NOME désincite à investir en équipements de production<sup>13</sup>. On défendra ici l'idée que, contrairement à l'idée reçue, si l'on se resitue dans le contexte réel du marché électrique français, il y a peu de craintes à avoir des effets négatifs du dispositif sur cet enjeu de l'investissement.

La dotation permanente en ARB pourrait désinciter les concurrents d'EDF de ne pas investir alors qu'à la fin du dispositif en 2025, il faudrait des concurrents robustes qui puissent baser leurs approvisionnements sur leur propre production. Le risque serait alors de « retrouver une configuration du marché de l'électricité qui ne soit guère différente de la situation actuelle » avec EDF assurant l'essentiel de la production et dominant les ventes. Les ARB pourraient créer « une dépendance à laquelle on ne pourrait mettre fin ; la probabilité d'une demande de prolongation

---

les frais de fonctionnement (des réacteurs) à EDF, mais aussi faire payer aux fournisseurs alternatifs le coût complet de production, le renouvellement et le développement du parc compris », car dans ce cas, le monopole d'EDF serait reconduit à l'infini (Propos cités dans A. Lutzky. « Electricité : l'Etat propulse la réorganisation du secteur », *Usine Nouvelle*, 20 janvier 2011)

<sup>11</sup> En attendant le prix de l'ARB devrait être aligné sur celui du TaRTAM.

<sup>12</sup> La place nous manque de traiter aussi de la nouvelle réduction de la place du marché spot dans les échanges de gros et donc de l'affaiblissement du pouvoir informationnel du prix spot. Une analyse fouillée a été développée dans le document d'EpexSpot (2010) par Ph. Vassilopoulos

<sup>13</sup> Bien sûr en dehors des équipements de pointe pour lesquels les incitations à investir seront censées être accrues par l'obligation de capacité que va instaurer la loi.

serait alors élevée» (E.I. 2010). Un moyen envisagé pour éviter ce problème serait la décroissance du périmètre des ARB entre 2020 et 2025<sup>14</sup> (E.I. 2010 ; A.C., 2010). Mais cette disposition tournerait le dos à la logique recherchée pour obtenir un alignement du prix sur le coût moyen de sourcing. En effet -- et on reviendra sur ce point à propos du mode de formation des offres de prix -- si l'on réduit les dotations en ARB après 2015-2020, le maintien de leurs parts de marché par les concurrents d'EdF entraînera pour eux des achats complémentaires coûteux à leurs productions par CCGT et aux marchés de gros. Ils auront besoin d'un alignement du prix de détail sur leur coût marginal d'approvisionnement pour couvrir leurs coûts en cherchant à préserver leur portefeuille-clients. Même besoin si cette disposition les incite à investir en équipements de base avant ou après 2020 pour fournir leurs débouchés français dans la mesure où ils ont besoin d'un prix d'au moins 55 €/MWh pour rentabiliser leur investissement en CCGT ou a fortiori en nucléaire.

Mais en fait, cette problématique du défaut d'incitation à l'investissement ne se pose pas dans ces termes. Les principes économiques auxquels on se réfère sont formulés sans lien avec la réalité du parc électrique français, et sans lien avec les comportements réels d'investissement des alternatifs et d'EDF. En effet, comme on l'a déjà dit en se référant à la PPI de 2009, il y a suffisamment de capacités pour fournir le seul marché français jusqu'en 2030 avec les capacités nucléaires en place et l'allongement de leur durée de vie<sup>15</sup>. Pourquoi les concurrents d'EDF chercheraient alors à investir en équipements de base pour leur vente sur le marché français d'ici 2025 si globalement il n'y a pas besoin de nouvelles capacités pour ce seul marché ?

S'ils investissent en équipements de base, c'est pour vendre sur le marché de gros, ou par contrats dans les conditions de prix du marché de gros. Les concurrents d'EDF peuvent investir eux-mêmes dans des réacteurs nucléaires en visant des débouchés continentaux. Suez (maintenant GDFSuez) projetait en 2008 d'investir dans deux réacteurs nucléaires EPR sur un site de la vallée du Rhône avec ce calcul, ce qui révèle bien que les gros entrants pourraient investir seuls dans le nouveau nucléaire en France pour vendre sur le marché européen. Le modèle du consortium sur lequel GDFSuez a dû se rabattre en acceptant le contrôle majoritaire pour le second EPR de Penly3 sera aussi une voie alternative efficace pendant quelque temps. Mais elle trouvera ses limites avec les contraintes des politiques de la concurrence.

Dernière remarque, on ne doit pas oublier que les cycles combinés à gaz performants sont un investissement rentable pour une production en base parce qu'ils peuvent être appelés par le marché spot sur toute l'année. Comme les concurrents d'EDF n'ont pas hésité à investir en équipements CCGT, notamment pour maîtriser leurs coûts de sourcing pour leurs besoins complémentaires de la fourniture du ruban de base de leurs portefeuille-clients, ils pourront utiliser ces équipements en production en base à la fin du dispositif NOME et auront la robustesse nécessaire pour concurrencer EDF après 2025 dans la mesure où les prix de marché seront supérieurs à leur coûts marginaux de production par CCGT.

---

<sup>14</sup> On pourrait combiner cette décroissance avec l'augmentation du prix de l'ARB pour qu'il rejoigne progressivement le prix de revient complet d'un kWh EPR pour effacer progressivement l'avantage de l'attribution d'ARB.

<sup>15</sup> Les premiers réacteurs nucléaires (Fessenheim I et II, Bugey 3 et 4) fermeront entre 2027 et 2030.

## 5. Une concurrence sur le marché de détail totalement atypique

La concurrence de détail qui ressortira du dispositif sur le marché non résidentiel sera très atypique, ce qui nous conduit à discuter de la stabilité du processus de formation des prix de détail en décrochage des prix de gros et de sa pérennité, en raison de la fragilité de ses bases économiques et juridiques (Finon, 2010). En d'autres termes, on peut anticiper qu'au fur et à mesure du déroulement du dispositif, le processus concurrentiel puisse conduire à des prix bien plus élevés que les prix de l'ARB, notamment lors du rationnement des ARB à 100 TWh et après la suppression des tarifs industriels. Les conditions de marché faciliteraient la rupture du compromis avec des prix entraînant un effet d'aubaine pour les fournisseurs alternatifs, l'appropriation d'une partie de la rente de rareté de ses réacteurs par EDF et ce au détriment des consommateurs industriels<sup>16</sup>. On peut imaginer également que les mécanismes qui sont la clé de voûte de cette concurrence atypique – à savoir le contrôle ex post et le versement du complément de prix en cas de dépassement -- soient un jour mis en question par Bruxelles car contraires aux directives et aux articles des Traités sur la concurrence. Considérons ces différents points.

### 5.1. Caractérisation de la concurrence de détail non régulée

Le but du dispositif NOME est de s'écarter délibérément des fonctionnements normaux d'un marché de gros et d'un marché de détail. La concurrence devrait conduire à ce que l'équilibre de marché s'établisse avec des prix de détail alignés sur les coûts moyens d'approvisionnement des concurrents incluant grosso modo 80% d'achat d'ARB pour les alternatifs, ou 80% d'achat interne de kWh nucléaires pour EDF. En d'autres termes la concurrence devrait conduire à des prix de détail qui annulent le profit des fournisseurs, préservant juste des marges destinées à couvrir leurs coûts de commercialisation. La logique sous-jacente à la poursuite du second objectif de la loi NOME -- à savoir l'accroissement des parts de marché des entrants jusqu'à un quart du marché qui stimulera l'intensité concurrentielle -- devrait conduire à se rapprocher du premier objectif de la NOME, à savoir assurer des offres de « prix en cohérence avec le prix de l'ARB », c'est-à-dire des prix alignés sur leur coût moyen d'approvisionnement dominé par leur approvisionnement en ARB.

En distinguant deux périodes – celle avant et celle après l'arrivée au plafond de 100 TWh --, la concurrence aval entre fournisseurs alternatifs sera de fait attisée par l'enjeu d'accroître le plus rapidement possible ses droits d'accès à la base pour arriver en meilleure position possible lorsque le plafond de 100 TWh sera atteint. Après l'arrivée au plafond de 100 TWh, la concurrence entre alternatifs sera accrue par la logique du nouveau régime de rationnement d'ARB. Si se maintient la règle édictée dans le projet de loi comme quoi « la répartition annuelle se fera entre les fournisseurs en fonction des besoins exprimés », chacun aura une incitation concurrentielle du même type pour développer sa base clients, puis la défendre, pour profiter au mieux des allocations.

On doit souligner avec force que ce prix d'équilibre n'a rien à voir avec les prix alignés sur les coûts marginaux d'approvisionnement dont relève le mode commun de fixation des prix de détail

---

<sup>16</sup> Levêque et Saguan (2010) dans leurs commentaires de l'étude d'impact parviennent à une conclusion similaire

sur les marchés électriques ordinaires. Sur un marché « normal » les fournisseurs, qu'ils soient intégrés ou non en production, offrent différents types de contrats qui reposent tous sur le même principe de définition des offres de prix par alignement sur les coûts marginaux d'approvisionnement, que ce soit par un approvisionnement en interne ou par achat sur le marché de gros. Diverses formes de lissage de prix horaires (par moyenne hebdomadaire par exemple) sont pratiquées. Pour le consommateur moyen, le fournisseur intégré en production valorise sa production de gros vers sa division Commerce en relation avec les prix du marché de gros, ses offres de prix reflétant le coût d'opportunité de sa vente interne (c'est-à-dire le revenu qu'il pourrait tirer de la vente de sa production sur le marché de gros plutôt que de la vente à sa division commerce à prix coûtant). Les clauses de prix prévoient des ajustements réguliers pendant la période du contrat. Des offres différenciées peuvent être faites vers les consommateurs à profil de charge peu formé, avec des prix proches des coûts des achats de base sur l'année, qui reflètent les coûts moins élevés d'approvisionnement qu'un client de ce type entraîne pour son fournisseur. Si le fournisseur prend sur lui le risque sur ses coûts d'approvisionnement en proposant des contrats à prix plats sur une période longue, il incorporera une prime de risque dans son prix. Dans tous les cas les prix de détail sont définitivement déterminés par les prix du marché de gros, comme tous les travaux théoriques sur la question le postulent (Joskow et Tirole, 2004 ; von der Fehr et Hansen, 2009 ; Creti et al., 2010).

- *Une impossible concurrence en prix*

Dans les attentes des auteurs de la réforme NOME, on devrait aboutir au même résultat que dans un jeu de concurrence en prix « à la Bertrand » sur un marché oligopolistique avec peu d'agents. Référence théorique familière des économistes de la concurrence, ce type de concurrence aboutit au paradoxe que, dans un marché d'oligopole, les prix s'alignent sur les coûts supposés identiques des agents, comme ce serait le cas sur un marché en concurrence parfaite. Le processus aboutissant à un tel équilibre est simple : si une firme pratiquait un prix supérieur au prix des autres, toutes les ventes iraient vers ces dernières ; elle doit donc pratiquer un prix légèrement inférieur, mais les autres doivent réagir de la même façon, ... jusqu'à ce qu'aucune ne puisse plus baisser son prix sous peine de se mettre en déficit. Dans ce contexte, le seul équilibre possible est celui où le prix offert s'aligne sur le coût de chacun des concurrents (qui est le même pour chacun). Mais il faut quatre conditions pour aboutir à un tel résultat: que le produit soit homogène (ce qui est le cas), que les coûts soient identiques pour arriver à un équilibre où tous les concurrents sont présents (ce qui est pratiquement le cas)<sup>17</sup>, que le jeu ne soit pas répété (sinon il n'y a aucune raison pour que les concurrents ne comprennent pas qu'ils peuvent gagner collectivement à ne pas se concurrencer en prix), et surtout qu'il n'y ait pas de contraintes de capacité (c'est-à-dire que chacun puisse éventuellement prendre tout le marché).

Mais cette condition principale, nécessaire à l'établissement d'une concurrence en prix sur un marché oligopolistique, n'est pas vérifiée<sup>18</sup>. Chaque fournisseur se heurte aux contraintes de capacité de son portefeuille de technologies, c'est-à-dire qu'aucun fournisseur n'a de capacité suffisante en technologies à coût variable faible pour couvrir toute la demande, quel que soit le

<sup>17</sup> Dans les modèles de concurrence à la Bertrand, les fonctions de coût sont le plus souvent très simplifiées avec un coût marginal constant et identique entre les concurrents.

<sup>18</sup> L'article de référence de Kreps et Scheinkman (1983) montre que l'équilibre de jeu à la Bertrand se confond avec un équilibre à la Cournot en cas de limites imposées sur les productions par les capacités de départ .

prix d'équilibre. Même EDF ne peut plus le faire sur toutes les périodes horo-saisonnnières de l'année en soustrayant la demande étrangère. Les fournisseurs concurrents d'EDF seront eux-mêmes un peu plus limités dans la concurrence lorsque le plafond d'attribution des ARB sera atteint. Dans ce contexte où chaque fournisseur a des contrats internes ou externes de sourcing associés à des technologies spécifiques (dont les ARB), chacun peut exploiter cette palette pour faire monter les prix, même sans entente, et ce au moins jusqu'à ce que les prix s'alignent sur le coût marginal de sourcing qui, c'est important de le souligner, est à peu près équivalent lors de chaque période horo-saisonnnière entre tous les fournisseurs, EDF inclus<sup>19</sup>. C'est en effet le mode d'attribution des droits d'accès qui conduit à des fonctions de coût marginal d'approvisionnement à peu près homogènes, comme déjà souligné.

Si il ne peut y avoir de concurrence en prix à cause de la contrainte de capacité avant le rationnement en ARB, cette logique est renforcée après que le plafond de 100 TWh soit atteint. L'incitation économique à faire monter le prix jusqu'au coût marginal devient plus importante pour une raison simple déjà mentionnée: si un alternatif veut continuer d'accroître ses parts de marché au détriment d'EdF ou d'un autre alternatif, il devra produire les quantités nécessaires pour chaque nouveau client avec des équipements en CCGT gaz ou acheter des quantités de MWh au prix de gros. En conséquence leur coût d'approvisionnement pour le client marginal sera forcément plus élevé que celui de période dans rationnement d'ARB ; il sera aussi plus élevé que le coût qu'EDF supporte pour fournir la même quantité pour le même client. Si le gouvernement veut voir les concurrents d'Edf continuer de se développer, il faudra qu'il l'accepte.

- *Discussion*

On peut bien sûr discuter du résultat de cette logique concurrentielle si on situe l'analyse dans un modèle d'organisation industrielle où il n'y ait que des fournisseurs purs au côté d'EDF. Ceux-ci s'approvisionnent et revendent en cherchant uniquement à obtenir une marge fixe dans l'achat-revente en tenant compte de leur coût d'acquisition. Dans ce cas la dotation d'ARB est un approvisionnement contractuel comme un autre. Et c'est apparemment sur ces bases que les petits entrants (Poweo, Direct Energie, ...) perçoivent leurs marges de manoeuvre dans le jeu de la concurrence de détail dans la NOME. Ils feront des offres à leur coût moyen d'approvisionnement pour chaque client qu'ils pourront couvrir par leur dotation d'ARB. Ils peuvent même considérer qu'après l'arrivée au plafond de 100 TWh, ils peuvent étaler le coût supplémentaire d'approvisionnement pour fournir un nouveau client entre tous les clients. Les souhaits du législateur seraient donc respectés dans cette logique de concurrence de fournisseurs purs.

Toutefois nous ne sommes pas face à des fournisseurs purs. Les petits entrants, et a fortiori EON-SNET, ENEL France, GDFSuez, etc. satisfont en partie leur besoins de sourcing par des équipements propres en CCGT ou des participations dans de grands équipements de base dans la

---

<sup>19</sup> Dans cette configuration des fonctions de coût en escalier des concurrents sur le marché industriel, il y aurait plutôt un jeu à stratégies mixtes, dans la mesure où dans cette configuration les firmes ne peuvent pas anticiper à coup sûr les stratégies des concurrents. L'équilibre de Nash est alors trouvé en fonction de la probabilisation des fonctions de réponse des concurrents. Pour l'ébauche d'une telle analyse de jeu à stratégie mixte, voir David Spector « Quelques éléments de modélisation sur le marché de l'électricité » séminaire LARSEN 26 janvier 2009. [http://www.gis-larsen.org/Pdf/SERECO\\_Spector.pdf](http://www.gis-larsen.org/Pdf/SERECO_Spector.pdf)



construction desquels ils investissent tous. Or la logique des producteurs-fournisseurs en partie intégré est différente de celle d'un fournisseur pur. Ils doivent rechercher à ce que les prix de détail s'aligne sur ses coûts marginaux de long terme, pour leur permettre de dégager le surplus correspondant, notamment par rapport à leur coût d'acquisition d'ARB. Sachant qu'ils pourraient produire tout ou partie de leur électricité pour leur fourniture-ruban par leur équipement de semi-base au vu du prix du marché de gros qui s'établit généralement au dessus de 50-55 €/MWh, le manque à gagner de ne pas pratiquer de tel prix est un coût d'opportunité élevé dans ce type d'usage de leur ARB.

- *Un prix déterminé sous injonction politique*

Les considérations précédentes conduisent à conclure que le jeu concurrentiel normal sur un marché aval sans réglementation ne peut pas conduire à l'équilibre au niveau du prix recherché par la loi NOME qui vise à son alignement sur les coûts moyens d'approvisionnement. On a besoin de conditions en dehors du marché pour que fonctionne une telle concurrence de détail dans le cadre de laquelle les concurrents d'EDF peuvent faire croître leurs parts de marché et les stabiliser et qui conduit à un prix d'équilibre décroché radicalement des prix du marché de gros. Il faut d'abord que le fournisseur historique se mette en dehors du jeu concurrentiel. Il faut aussi une injonction politique forte à se comporter comme tel, injonction dont le non-respect aurait pour lui un coût politique élevé.

On vient de voir que le fournisseur historique est le pivot du pilotage en prix et en quantité du marché final hors tarifs règlementés. En prix car, sur ce marché soi-disant non règlementé, c'est à lui de définir le prix décroché radicalement du prix de gros. Il doit être le « *price maker* », mais dans un registre inverse au *price maker* de la théorie qui cherche à faire monter ses prix. Il fixe le prix de référence « en cohérence avec les prix de l'ARB », ses concurrents pratiquant des prix légèrement inférieurs aux siens pour lui prendre des parts de marché et les préserver. En quantité car pendant la première période, c'est lui qui organise leur développement annuel par grignotage de sa base-clients en mettant en sommeil ses équipes marketing. Dans la seconde période, celle de rationnement en ARB, il doit également ne pas chercher à reprendre ses parts de marché perdues.

Pour éclairer autrement ce comportement concurrentiel très particulier, on peut imaginer ce que serait un comportement concurrentiel plus normal, en le voyant proposer des prix alignés progressivement sur les coûts marginaux d'approvisionnement de ses concurrents. La situation de rationnement des ARB pour les fournisseurs alternatifs s'y prêterait bien dans la mesure où, pour que ceux-ci poursuivent leur croissance sans attribution supplémentaire d'ARB, le coût d'approvisionnement d'1 MWh pour fournir un client supplémentaire serait beaucoup plus élevé. En d'autres termes, l'activation de la concurrence pendant cette seconde période conduira le fournisseur historique à agir de concert avec ses concurrents qui élèveraient leur offre de prix car lui-même comme ses concurrents trouveront un intérêt à revenir à une logique marginaliste. Les fournisseurs concurrents seront sans doute heureux de bénéficier aussi de la rente associée aux ARB qui seront distribués dans l'enveloppe des 100 TWh d'ARB. Mis en question par le gouvernement pour un tel comportement, le fournisseur historique pourra au moins se justifier par la nécessité pour ses concurrents d'investir et de couvrir les coûts d'approvisionnement pour la fourniture de leur nouveau client. On peut aussi imaginer qu'un tel comportement stratégique s'applique pendant la première période avant même que le total des ARB distribués atteignent les

100 TWh, pour la simple raison que chacun a besoin pour son sourcing horaire d'autres approvisionnements que les ARB (ou pour EdF sa production nucléaire résiduelle).

On a besoin d'introduire dans le raisonnement une injonction politique adressée principalement au fournisseur historique pour imaginer qu'on puisse parvenir à cet équilibre de marché bien particulier visé par NOME. Par définition le marché ne peut exercer des incitations sur les fournisseurs de fixer un prix de détail décroché des prix horaires du marché de gros puisque c'est la source d'approvisionnement marginal de tous les fournisseurs. Puisqu'il n'y a pas de réglementation formelle de prix, la seule incitation à avoir de tels prix d'offre ne peut être que de nature politique. Il est constitué par la menace d'intervention du pouvoir politique, par le coût politique de l'opprobre jetée par l'opinion publique et la sanction qui serait prise par l'Autorité de la concurrence d'abord contre le fournisseur historique et d'une moindre façon contre ses concurrents, sachant que de toute façon ceux-ci s'alignent sur les prix du premier, que ce soit avant ou pendant la période de rationnement. Il s'agit ni plus ni moins d'une réglementation des prix de détail sur le marché des consommateurs non-résidentiels, réglementation non institutionnalisée certes, mais bien réelle car guidée par la menace politique et celle de l'intervention de l'Autorité de la concurrence face à ce qui serait jugé comme une entente tacite.

- *L'efficacité de l'injonction politique dans le temps*

Quelle peut être alors l'efficacité de l'injonction politique dans la durée? D'abord le compromis sous-jacent entre EDF et les gouvernements successifs sera d'autant plus fragile que l'opérateur historique s'estime lésé par le mode de fixation du prix de l'ARB, d'où l'importance de trouver des règles de fixation de prix satisfaisante. Ensuite sous l'effet du temps qui rendra de moins en moins légitime l'argument de l'appropriation de la rente nucléaire par les consommateurs et au gré des changements politiques, la détermination des gouvernements successifs pourrait s'éroder. De plus, étant donné qu'une part du capital d'EDF est privée, la pression des marchés financiers ne permettra pas de résister indéfiniment à l'injonction politique pour laisser les prix industriels monter et revaloriser la valeur actionnariale de l'entreprise. Le moment le plus propice à la rupture du compromis sera quand le plafond d'ARB distribués de 100 TWh sera atteint et les tarifs non résidentiels supprimés en 2015.

On ne voit pas bien les principes économiques qui permettront au gouvernement, au régulateur ou à l'Autorité de la concurrence de considérer illégitimes des prix de détail alignés sur les coûts marginaux d'approvisionnement des fournisseurs par leur production propre ou par achat sur le marché de gros. On peut seulement imaginer que le gouvernement décide de remonter le plafond d'attribution pour prolonger l'efficacité de l'injonction politique, mais c'est une solution dont la récurrence sera forcément limitée dans le temps.

## **5.2. La pérennité de la tolérance européenne**

On a montré que la concurrence qui doit se développer sur la partie non réglementée du marché aval dans le futur marché français structuré par le dispositif NOME est totalement hors norme. Aucune des logiques propres aux marchés électriques libéralisés et à leur intégration entre pays sur les étages des échanges de gros et de détail n'est respectée. Sachant qu'il ne dépend que d'un compromis politique fragile passé avec la précédente Commission européenne en septembre

2009, <sup>20</sup> on peut s'interroger légitimement sur la stabilité du dispositif dans la durée face aux nombreuses contradictions du dispositif NOME au regard des directives sur les marchés électriques (notamment cette réglementation implicite des prix industriels) et de la jurisprudence européenne (notamment sur les clauses de destination finale et de territorialité et sur les aides d'Etat).

Première raison à explorer, le prix offert aux industriels par les concurrents s'interprète facilement comme un prix règlementé qui ne veut pas dire son nom, et au-delà comme une aide d'état. Il est donc peut-être illusoire d'attendre que le mode de fixation des prix industriels soit accepté indéfiniment par les autorités européennes, quels que soient les avis sibyllins qu'elles ont pu donner à l'administration française et au gouvernement Fillon en septembre 2009 (Kroes et Pielbags, 2009). Sans s'engager dans une discussion approfondie sur la portée exacte de cette décision, on peut souligner que l'application de prix préférentiels inférieurs aux prix de marché à destination des établissements industriels en France leur donnerait un avantage compétitif par rapport à leurs homologues installés dans le reste de l'Europe, toutes choses étant égales par ailleurs. Ce qui créerait un déséquilibre manifeste, non justifié d'un point de vue économique. Un des principaux critères à apprécier par la DG Concurrence concerne les conditions dans lesquelles les prix sont définis. L'Etat est-il impliqué dans la définition des prix ? Les ressources de l'Etat sont-elles mobilisées si les entreprises pratiquant ces prix sont publiques ou semi-publiques ? Les entreprises pratiquant de tels prix l'auraient-elles fait dans des conditions normales de marché ? Si tel est le cas, hors des exceptions prévues par les traités, il ne peut qu'y avoir suspicion d'une influence de l'Etat pouvant conduire à la qualification d'aide d'Etat illégale<sup>21</sup>.

Que l'on regarde aussi les appréciations très orthodoxes que la DG Concurrence a donné sur les contrats de long terme passés entre des producteurs investisseurs et le fournisseur historique en Pologne et en Hongrie avant les réformes de libéralisation ; ils les ont jugés comme des aides d'Etat et au-delà, comme des obstacles au développement des entrées, insistant même sur le fait qu'en réduisant le champ du marché organisé, il augmente les obstacles à l'entrée (Hancher, 2010). Si l'électricité payée par les industriels français se situe à un prix radicalement inférieur au prix de gros en provenant des actifs nucléaires développés par l'entreprise publique avant la réforme en distribuant des droits de tirage sur ses productions, on ne voit pas la logique qui conduirait à ne pas les voir comme des aides d'Etat.

Tournons le problème dans un autre sens. Le système concurrentiel qui serait vraiment « Bruxello-compatible » serait une structure de plusieurs producteurs-fournisseurs qui se répartissent la capacité de production nucléaire française. On peut se référer au prix de détail qui émanerait de la concurrence entre fournisseurs sur un tel marché pour juger de la nature du prix fixé sous injonction politique. Dans ce cas, comme déjà dit, on n'aboutit pas du tout aux résultats espérés en termes de prix. Comme le marché français est définitivement intégré au marché européen, on aura les mêmes prix de gros que ceux du marché intégré européen d'une part et surtout les prix de détail seront alignés sur ces prix de gros, et non pas sur les coûts moyens des

---

<sup>20</sup> En versant volontairement dans l'anecdote, il est de notoriété publique que la précédente Commission a donné son aval au dispositif NOME en échange du soutien du gouvernement français à la réélection de M. Barroso à la présidence de la Commission européenne.

<sup>21</sup> Pour une discussion juridique précise sur ce point, voir le Rapport IGF/CGM dit « rapport Prévot », 2004, annexe 11.

fournisseurs qui produiront 80% de leur électricité par le nucléaire d'autre part. Pourquoi cette différence avec la NOME? Parce que, dans cette situation, l'Etat n'aurait aucun moyen politique et juridique d'enjoindre aux fournisseurs de pratiquer des prix alignés sur leurs coûts de revient du kWh nucléaire, ce qui met en relief par contraste d'où il détient le pouvoir de régir les échanges de gros.

Deuxième raison, les garde-fou qui visent à désinciter les entreprises à arbitrer -- le contrôle de l'usage des ARB, puis le remboursement du complément de prix avec versement éventuel d'une pénalité -- et qui au-delà, visent à faire des offres de prix de détail alignés sur le prix de l'ARB, peut s'interpréter comme une clause de destination finale. On peut d'abord remarquer que, dans le cas des contrats de long terme de vente des grands énergéticiens dont ceux d'EDF analysés récemment par Bruxelles (reference), leur acceptation a été conditionnée à la suppression d'une clause d'interdiction de revente, (sous-entendu sur n'importe quel marché sur lequel les prix seraient plus élevés). Les contrats de vente d'ARB aux fournisseurs concurrents d'EDF sont proches de ce cas. Si la DG Concurrence ne retourne pas sa position indulgente qui est de considérer cette règle de destination finale comme un simple mécanisme de sauvegarde, des recours d'acteurs étrangers (fournisseurs voulant acquérir des ARB pour vendre sur son marché national, industriels voulant bénéficier des offres de prix de fournisseurs français) devant la Cour de Justice Européenne qui auront subi un refus de vente pourront eux conduire à des décisions qui feront jurisprudence. D'ailleurs, si la Commission accepte le dispositif NOME sans objection, sa décision pourrait faire jurisprudence dans d'autres cas de clause de destinations et entraîner des distorsions nuisibles sur d'autres marchés que le marché de l'électricité.

## 6. Conclusion

Le dispositif NOME vise à développer le concurrence sur le marché de détail sur des bases totalement artificielles par attribution réglementée de droits de tirage sur le nucléaire aux concurrents du fournisseur historique, afin que le prix de marché de détail s'établisse en cohérence avec l'ARB. On a pu souligner dans ce papier qu'il ne s'agissait pas d'un fonctionnement canonique de marché électrique de détail. La NOME isole aussi le marché de détail et la majorité des échanges de gros français du marché européen. On a identifié l'importance du rôle pivot du fournisseur historique qui définira de facto le prix de détail et gèrera la répartition du marché entre lui et les alternatifs. On a mis en évidence la nature particulière du prix qui n'est pas un prix de marché, mais un prix défini sous injonction politique, En d'autres termes le prix de détail ne sera pas un prix d'équilibre de marché libre, mais un prix réglementé.

Le mécanisme peut apparaître fondamentalement instable. Certes il reposera sur une légitimité politique en France. Mais il n'a aucun fondement économique et pourrait se désagréger sous le seul effet de la concurrence, notamment quand on tombera dans une situation de rationnement des ARB. Il a également une base juridique faible au regard du droit et de la jurisprudence européenne et sera exposé à un risque de contestation par la Commission ou la Cour de Justice dans le futur<sup>22</sup>. Le temps que ces tensions et contradictions donnent leur plein effet, quelques

<sup>22</sup> Les Commissaires européens sont d'ailleurs très clairs dans leur lettre de septembre 2009 (Kroess et Peielbags, 2009) sur l'attention avec laquelle elle va regarder les éléments de la loi NOME et les décrets d'application et leur conformité avec les principes énoncés.

années auront été gagnées pour les consommateurs français, et au fond c'est la seule vertu de ce dispositif qui se veut un compromis réconciliant des objectifs irréconciliables.

Il y a un vrai besoin de mise en cohérence sans laquelle le marché électrique français restera totalement en dehors des principes jurisprudentiels et des directives sur les marchés électriques et évitera les incessants conflits qui semblent devoir se dessiner. Cette mise en cohérence est loin d'être simple car est en jeu le nouveau partage de la rente du nucléaire existant, sachant que la réforme électrique rend les Français définitivement perdants à l'avantage des grands producteurs français si les prix de détail sont normalement libéralisés.

Quelles seraient des solutions cohérentes ? On peut en voir deux. Soit la France fait modifier avec d'autres pays les directives Electricité dans un 4<sup>e</sup> paquet pour permettre à des Etats-Membres de revenir à des dispositifs où il serait logique de payer l'électricité au coût moyen de production, comme ce serait le cas de l'Acheteur unique redistribuant les contrats qu'il passerait aux fournisseurs. Soit la France applique strictement la directive en laissant les prix industriels se former normalement et pour les petits consommateurs, une régulation qui transfère les prix de gros dans les tarifs par défaut qui subsisteront. Dans cette logique les actifs nucléaires devraient être en partie redistribués pour avoir plus de concurrents. Il est clair que, dans ce cas, il faudra établir une taxation permanente qui reprenne la très grande partie de la rente nucléaire à l'opérateur historique et aux autres compagnies qui rachèteraient une partie de ses actifs. Mais c'est un tout autre sujet.

## References

Assemblée nationale (A.N.) (2010) *Rapport fait au nom de la Commission des Affaires Economiques sur le projet de loi NOME n°2451 par M. Jean-Claude Lenoir*, Mai 2010

Autorité de la Concurrence (A.C.) (2010), *Avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*

Boiteux M. (2007). Les ambiguïtés de la concurrence. Électricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité . *Futuribles* ,n° 331, juin 2007

Champsaur P. (2009). *Rapport de la commission sur l'organisation des marchés de l'électricité*, présidée par M. Paul Champsaur, Avril 2009

EpexSpot, *Impact de l'ARB sur la liquidité et les prix du marché de gros de l'électricité en France. Commentaire sur l'Etude d'impact* , mai 2010

E.I. (2010) *Etude d'impact : Projet de loi portant sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité*. Avril 2010

Finon D., 2009, *Quelques réflexions sur la proposition principale de la Commission Champsaur*, (Commentaires transmis au Ministère), 15 mai 2009

---

Finon D. et Romano E. (2009), Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation, *Energy Policy*, Vol 7, n°3

Finon D. (2010). *Le dispositif NOME : L'invention d'une drôle de concurrence à prix de marché imposé*. Document de travail CIRED (disponible sur le site web du Cired).

DG Concurrence (2006). *Rapport préliminaire de l'enquête sectorielle sur les industries électriques et gazières*. SEC(2006)1724 of 10 January 2007

Hancher L. , 2010, "Long term contracts and state aid- A new application of the EU State Aid regime or a special case?" In: Finon D et Glachant J.M. dir. (2010). *Competition and long term contracts in Electricity markets*, London, Edward Elgar (à paraître

IGF-CGM, (Inspection générale des Finances – Conseil Général des Mines) (2004) , Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité, Octobre 2004.

Joskow, P., Tirole J.(2006), Retail Electricity Competition, *The Rand Journal of economics*, 37 (4), 799-815.

Kreps et Scheinkman (1983). Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes, *Bell journal of Economics*, Vol.14, p.326-337.

Kroes N. & Pielbags (2009). Lettre au premier ministre, Monsieur François Fillon, Commission européenne, Ref.CAB 25 D (2009) 707, 15 septembre 2009.

Leveque F, C. Crampes, J.M. Glachant, C von Hirschhausen, D. Newbery, I.J. Pérez-Arriaga, P. Ranci, S. Stoft, B. Willems (2009), "Where the Champsaur Commission Has Got It Wrong", *The Electricity Journal*. Vol. 22, no. 7, pp. 81-86, August 2009.

Leveque F. et Sagan M., *Analyse critique de l'étude d'impact de la Loi NOME* , Working Paper CERNA 2010-09, Juin 2010.

OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifique et techniques) (2003), La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs. Assemblée nationale n°832, Novembre 2003.

Von der Fehr N.H., Hansen P., et Vegard P. (2009), *Electricity retailing in Norway*, Memorandum 02/2009, Oslo University, Department of Economics.