



CERNA WORKING PAPER SERIES

La nouvelle loi française de l'électricité : un barrage contre le marché et l'Europe

François Lévêque

Working Paper 2010-16

**Cerna, Centre d'économie industrielle
MINES ParisTech
60, boulevard Saint Michel
75272 Paris Cedex 06 – France
Tél. : 33 (1) 40 51 90 00**

October 2010

La nouvelle loi française de l'électricité : un barrage contre le marché et l'Europe

François Lévêque

Professeur d'économie à Mines ParisTech

En juin 2010, le Parlement français a adopté une loi de réforme de l'organisation des marchés et des tarifs de l'électricité. Cette nouvelle loi introduit de nombreux changements institutionnels et économiques. Elle prévoit notamment de donner aux fournisseurs concurrents d'EDF un accès à une partie de sa production nucléaire. Le contenu de la loi n'est pas toujours facile à comprendre dans les détails, en particulier pour les observateurs étrangers. Son décryptage réclame en effet une certaine familiarité du système électrique français actuel et de sa régulation. Un des objectifs de cet article est de contribuer à mieux faire connaître cette réforme très spécifique dans le paysage européen, d'où la large place accordée aux aspects factuels et descriptifs. L'article dresse également un tableau critique de la nouvelle loi en évaluant ses effets sur le développement de la concurrence et sur les investissements, et en analysant les raisons de son instabilité, en particulier son incompatibilité possible avec le droit européen et son effet d'aubaine potentiel pour les fournisseurs d'électricité. La première partie porte sur la genèse et les motivations de la loi ; la deuxième examine la transmission de l'avantage-coût du nucléaire aux consommateurs ; la troisième décrit la loi en détail. La quatrième partie présente les bases et les limites de l'évaluation économique de la réforme ; la cinquième déploie l'évaluation *ex ante* des effets de la loi sur le développement de la concurrence ; la sixième sur l'efficacité des investissements.

I. Genèse et motivation

La loi sur la nouvelle organisation des marchés électriques (ci-après, NOME) trouve sa principale origine dans le rapport d'une commission présidée par Paul Champsaur, ancien président de l'Autorité nationale de régulation des télécommunications, l'Arcep. Ce rapport¹ commandé par le Ministre de l'économie et des finances et par le Ministre du développement durable, en charge de l'énergie, a été publié en avril 2009². Il propose une mesure de régulation radicalement nouvelle : « attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national »³. En d'autres termes, les concurrents d'EDF dans la fourniture aux consommateurs finals en France pourront bénéficier d'un tarif d'accès à la production électrique d'origine nucléaire d'EDF. Le parc

¹ Rapport de la commission présidée par Paul Champsaur sur l'organisation du marché de l'électricité, avril 2009, ci-après Rapport Champsaur.

² Pour une analyse critique du rapport Champsaur, voir C. Crampes et alii (2009). Cet article s'interroge en particulier sur le gain de bien-être social à attendre de l'introduction d'un accès régulé à la production d'électricité de base d'EDF.

³ Rapport Champsaur, voir supra, note 1, p. 18 §5.

nucléaire, propriété de l'électricien historique, est considéré comme une sorte de facilité essentielle⁴ : son accès doit être ouvert à la concurrence aval car, sinon, cette dernière ne peut se développer qu'à la marge. L'accès régulé au parc nucléaire, né de la Commission Champsaur, est la pièce centrale de la loi. Il y porte le nom raccourci d'ARENH pour Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique.

La NOME s'inspire également d'un autre rapport, celui d'un groupe de travail présidé par deux parlementaires français sur la production et la maîtrise de la demande en période de pointe⁵. Les réflexions de ce groupe, publiées en avril 2010, ont apporté une dimension nouvelle à la loi électrique, celle de la sécurité d'approvisionnement. Contrairement aux premières versions⁶ de la NOME, le texte du Gouvernement soumis au Parlement comporte en effet une obligation de capacité qui s'impose à tous les fournisseurs⁷.

Pour être complet, indiquons que la NOME comporte également un volet qui modifie la fiscalité locale et départementale sur la consommation d'électricité⁸. Il a été ajouté par les parlementaires au projet initial de la loi présenté par le Gouvernement afin de mettre en conformité la fiscalité locale française de l'énergie avec le droit européen⁹.

Sur un plan juridique, la NOME répond à deux préoccupations du gouvernement français, l'une de court terme, l'autre plus lointaine. En juillet 2010, un tarif réglementé - affublé du nom de Tartam¹⁰ et favorable aux consommateurs industriels - doit prendre légalement fin. Il permet aux entreprises ayant abandonné les tarifs administrés historiques dits jaune et vert de se fournir en électricité à meilleur compte que sur le marché libre. La Commission européenne est fermement opposée à ces trois tarifs pour les industriels qu'elle juge artificiellement bas. Soupçonnant une infraction au droit de la concurrence en matière d'aide d'Etat, elle a ouvert une procédure formelle d'enquête pouvant aboutir à terme à une sanction contre la France. Elle a également adressé un avis motivé pour défaut de transposition de la directive 2003/54/CE¹¹. Par ailleurs, du fait de la dominance de l'opérateur

⁴ Le rapport Champsaur rejette cependant formellement l'idée que le parc soit une facilité essentielle. Voir le développement d'une demi-page sur ce point en section 3.3.3 p. 11. Les membres de la commission rejettent l'idée que le «nucléaire [...] constitue [...] une facilité essentielle au sens strict» car l'électricité peut être produite à partir d'autres sources et un approvisionnement en électricité d'origine nucléaire n'est pas une condition indispensable de l'activité de fourniture. Cette prise de position est toutefois moins dictée par des considérations théoriques que par des contingences pratiques et une attitude de prudence. Invoquer la doctrine des facilités essentielles fait peser un risque juridique sur le dispositif. La jurisprudence européenne a progressivement mis au point une série de critères qui pourraient ne pas tous être respectés (voir, par exemple, Marty et Pillot, 2009, ou Defeuilley et Hautecloque, 2010). De plus, le rapport Champsaur prône un accès régulé au parc historique mais insiste sur son caractère transitoire et exclut son extension aux centrales nucléaires à venir. Ainsi, la référence à la notion de facilité essentielle pourrait ne pas justifier l'obligation d'accès de façon suffisamment solide devant le juge européen ou, au contraire, le conduire à l'étendre à l'ensemble de la production nucléaire. Dans son avis sur le projet de loi NOME (Avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010, ci-après Avis de l'ADLC), l'Autorité de la concurrence rejette également l'idée que le parc nucléaire puisse être assimilé à une facilité essentielle. Elle souligne qu'EDF ne dispose pas d'un monopole en production électrique et qu'il existe d'autres techniques de production d'électricité à bas coût que le nucléaire (voir § 40, p. 9).

⁵ Rapport Poignant - Sido, groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010.

⁶ Il existe de nombreuses versions du projet de loi NOME. Cet article s'appuie principalement sur deux versions intermédiaires qui ont largement circulé sur l'Internet : version du texte reproduit par Enerpress n° 9994 du 9 octobre 2009, version du texte reproduit par Enerpress n° 9995 du 20 janvier 2010.

⁷ Cette mesure répond en partie à une objection du président d'EDF, Henri Proglio. Nommé à l'automne 2009, le nouveau responsable de l'opérateur historique avait dénoncé avec force l'absence d'incitations à l'investissement et de partage des risques d'exploitation pour les bénéficiaires de l'accès régulé. Voir, par exemple, son audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale du 27 octobre 2009.

⁸ Article 14 de la loi portant sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité, ci-après NOME.

⁹ La taxe locale sur l'électricité prélevée au bénéfice des communes et des départements était contraire à la Directive 2003/96/CE du fait de son caractère facultatif et de son assise sur les montants facturés et non sur les volumes consommés.

¹⁰ Pour Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Ce tarif offre la possibilité aux consommateurs industriels qui se sont tournés vers le marché de revenir à un tarif réglementé. Il est toutefois plus cher que les tarifs réglementés qu'ils ont abandonnés (de l'ordre de 20%). Il reste en revanche moins cher qu'un approvisionnement au prix de marché (voir fig.1).

¹¹ Toutefois la Commission européenne n'a pas à ce jour saisi la Cour européenne de Justice.

historique en part du marché national, l'autorité de concurrence européenne est particulièrement attentive aux comportements d'EDF. Elle soupçonne notamment l'entreprise française d'avoir abusivement augmenté les prix sur le marché de gros¹².

La cause immédiate de la nouvelle loi électrique se trouve dans la volonté d'offrir des gages à Bruxelles. Un échange épistolaire entre le Gouvernement français et la Commission européenne en témoigne. Dans une lettre très détaillée¹³ datée du 15 septembre 2009, le Premier Ministre français, François Fillon, s'engage auprès de Neelie Kroes, Commissaire en charge de la concurrence, à éliminer les tarifs aux consommateurs industriels - le Tartam dès l'adoption de la nouvelle loi et les tarifs jaune et vert en 2015. Il conclut son courrier détaillant le dispositif d'accès régulé à la base par une requête : que soit mis fin aux contentieux de la Commission contre la France¹⁴.

A la nécessité pratique d'échapper aux foudres de la Commission européenne se conjugue une préoccupation politique nationale de fond : garantir de façon durable aux consommateurs français le bénéfice exclusif des investissements passés dans le parc électro-nucléaire.

Cette volonté s'affirme de façon constante tout le long de la genèse de la NOME, de la lettre de mission adressée à Paul Champsaur le 24 octobre 2008¹⁵ à la discussion parlementaire¹⁶ en passant par le projet de loi du 14 avril 2009¹⁷. Le rapport de la commission Champsaur est très explicite. Il avance « *qu'il est légitime que le consommateur français bénéficie de la compétitivité des capacités de production d'électricité françaises* » et que « *la transmission de cette compétitivité au consommateur final est une condition sine qua non de l'acceptabilité sociale et de la pérennisation d'un parc électro-nucléaire français qui a été un succès au plan économique et dans la lutte contre le changement climatique* ». Dix huit mois plus tard, l'Exposé des motifs du projet de loi rappellera que le gouvernement a décidé la réforme électrique afin de « *préserver, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire [...]* »¹⁸.

En résumé, la réforme électrique proposée par le gouvernement a été conçue et est présentée comme une planche de salut. Elle vise à sauvegarder la redistribution de l'avantage nucléaire aux

¹² Voir le communiqué de presse de la Commission du 11/03/2009 sur <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/09/104&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=fr>

¹³ Voir section 6.2

¹⁴ « *Je vous remercie de bien vouloir me confirmer que l'engagement du Gouvernement à mettre en oeuvre les principes Exposés est de nature à mettre fin aux contentieux en cours au titre des aides d'Etat sur le TaRTAM et les tarifs réglementés, et de défaut de transposition de la Directive 2003/54/CE sur la libéralisation des marchés de l'électricité.* » Lettre du Premier Ministre François Fillon au Commissaire Neelie Kroes [ci-après, lettre de F. Fillon], 15 septembre 2009, p. 6.

¹⁵ Dans leur lettre de mission à Paul Champsaur du 24 octobre 2008, les Ministres Christine Lagarde et Jean-Louis Borloo indiquent « *qu'il est désormais indispensable de clarifier les règles applicables au marché électrique, de façon à concilier la protection des consommateurs, le développement de la concurrence [et] le financement des investissements [...]* ». Ils insistent sur la nécessité pour la « *France de disposer d'un cadre clair et stable [...] protecteur des intérêts des consommateurs [...]* » et de « *s'assurer que l'ouverture de la concurrence [...] se fasse au bénéfice des consommateurs, particuliers, comme professionnels, [...]* ». Rapport Champsaur, supra note 1, Annexe 1, p. 19.

¹⁶ Voir, par exemple, les propos de P. Ollier : « *Cette [loi] est apparue comme étant la plus à même de permettre à notre pays de protéger son parc nucléaire et de continuer à en faire bénéficier les français* ». Rapport n° 2557 du 26 mai 2010 fait par M. J.-C. Lenoir au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, ci-après Rapport de l'Assemblée nationale, p 43

¹⁷ Le projet de loi NOME du 14 avril 2010 débute ainsi : « *Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc nucléaire français, il est mis en place [un accès régulé à l'électricité de base produite par EDF]* ». Une version antérieure de quelques jours soumise au Conseil d'Etat était encore plus directe puisqu'elle démarrait par « *La compétitivité du parc électro-nucléaire français est un atout de la Nation qui doit profiter à l'attractivité du territoire et à l'ensemble des consommateurs dans le respect de leur liberté de choix de leur fournisseur d'électricité* ».

¹⁸ L'Exposé des motifs du projet de loi NOME, ci-après Exposé des motifs, est disponible à http://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do?sessionId=C5F863AA17C8040BC2E4BB3138A31455.tpdjo06v_1?iDDocument=JORFDOLE000021751367&type=expose

consommateurs nationaux face à la demande de la Commission d'éliminer les tarifs réglementés de détail.

2. La transmission de l'avantage nucléaire aux consommateurs et ses conséquences sur la concurrence

La France a mené dans les années 1970 une politique ambitieuse de développement de la production d'électricité d'origine nucléaire. Cette politique se traduit aujourd'hui par l'existence d'un parc de 58 réacteurs pour une capacité installée totale de 63.200 MW. Il répond à l'essentiel des besoins de la consommation intérieure d'électricité en base et en semi-base. En 2009, sa production s'est élevée à près de 390 TWh soit 75 % de la production nationale d'électricité. Cette prédominance du nucléaire dans le mix énergétique est unique en Europe. Comme le coût marginal de l'électricité d'origine nucléaire est faible et insensible au prix des hydrocarbures et du carbone, la France détient aujourd'hui un avantage comparatif.

Cet avantage se manifeste avec une grande netteté sur le marché de gros de l'Europe de l'Ouest. La plupart du temps, la centrale marginale dont la production est nécessaire pour satisfaire la demande instantanée et dont le coût marginal détermine le prix d'équilibre est une centrale à charbon ou au gaz allemande. Du coup, la production française d'électricité d'origine nucléaire bénéficie d'une rente de rareté élevée. Précisons ce que signifie ici le terme *élevé*. Deux points peuvent servir de référence. En premier lieu, la rente de rareté est élevée en comparaison du niveau théorique, qui permet de rémunérer exactement le coût fixe d'une centrale nucléaire lorsque le dimensionnement du parc et le mix énergétique sont optimaux. Par exemple, si la capacité de production nucléaire est insuffisante, le prix d'équilibre concurrentiel sur le marché de gros offrira une sur-rémunération aux capitaux investis par le passé dans les réacteurs. Pour de nombreux observateurs¹⁹ cette situation est celle de l'Europe : par rapport à un parc de production électrique optimisé, la capacité de production nucléaire existante sur la plaque continentale est trop faible. Naturellement, ce sur-profit incite à la construction de nouvelles centrales nucléaires, ce qui tend à terme à résorber le déséquilibre et à éliminer la rente de rareté additionnelle. Ce mécanisme de rappel est toutefois grippé en Europe puisque certains pays refusent la construction de nouveaux réacteurs. De ce fait, l'avantage nucléaire dont bénéficie aujourd'hui la France est sans doute durable.

En second lieu, la rente de rareté est élevée en référence à la situation théorique d'une économie électrique nationale fermée à l'équilibre. Un marché de gros concurrentiel limité aux frontières de l'hexagone se caractériserait en effet par un prix moyen annuel plus bas que celui observé sur la plaque ouest continentale. Le prix horaire serait en effet déterminé un beaucoup plus grand nombre d'heures par le coût marginal d'une centrale nucléaire en France, et non plus d'une centrale allemande. En changeant ainsi d'échelle géographique, le parc nucléaire, de sous-capacitaire devient surcapacitaire. A l'équilibre, le prix de gros rémunérant les capacités nucléaires tendrait alors vers le coût marginal de long terme, ou en développement, qui comprend les coûts fixes et variables.

Cette seconde situation de référence est celle des concepteurs du projet de loi NOME. Ils soulignent avec insistance que l'ouverture des marchés de l'énergie en Europe a conduit à « *des prix déconnectés des fondamentaux économiques du parc français de production d'électricité* »²⁰ et que « *si le système électrique français était isolé du reste de l'Europe, les prix de marché reflèterait effectivement les coûts de production français* »²¹. En supposant que la demande est inélastique, en faisant l'hypothèse que 40 €/MWh est une bonne approximation du prix d'équilibre de l'électricité dans un marché concurrentiel de gros limité aux frontières de l'hexagone (et qui couvrirait exactement les coûts fixes du nucléaire),

¹⁹ Voir, par exemple, D. Finon et alii (2009).

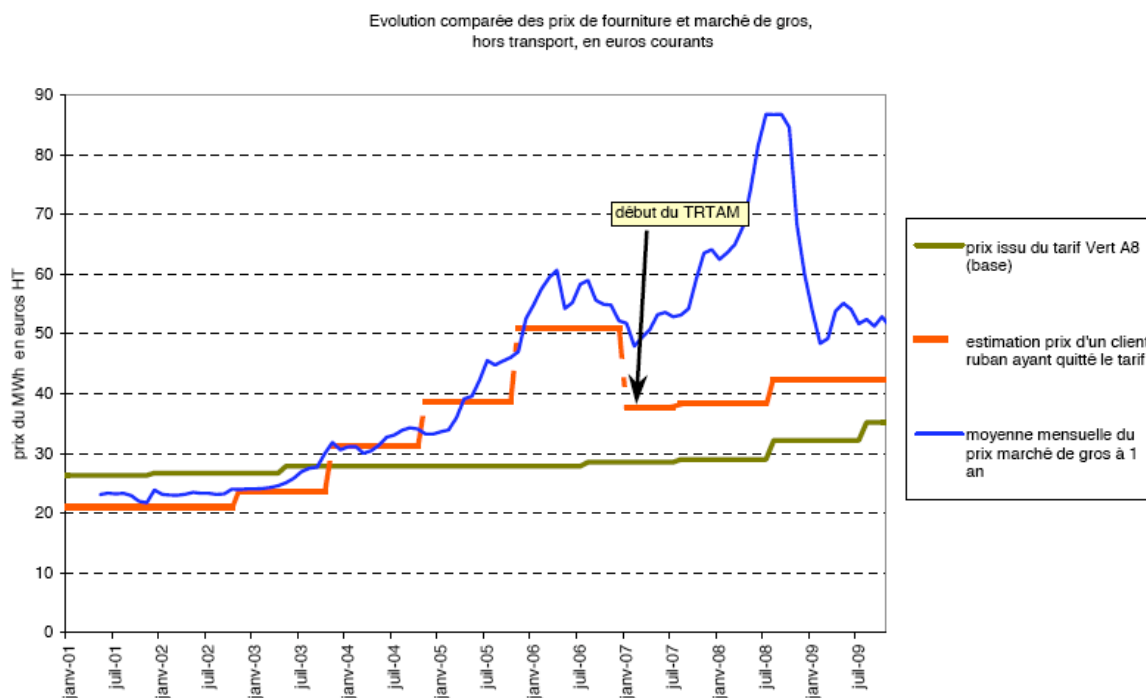
²⁰ Etude d'impact du projet de loi portant nouvelle organisation du marché électrique, ci-après Etude d'impact, avril 2010, p. 6.

²¹ Rapport Champsaur, supra, note 1, p. 6.

et en observant que le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros s'est élevé en moyenne en 2008 à 69,2 €/MWh, la rente de rareté additionnelle se serait alors élevée cette année là à 11 milliards d'euros $[(69,2-40)400TWh]$. Pour l'instant, elle est essentiellement empochée par les consommateurs français car ils bénéficient presque tous de tarifs réglementés de détail et que ces derniers devraient être en principe construits sur la base du coût marginal de long terme.

Naturellement, la suppression des tarifs réglementés de détail, qu'ils soient de retour, bleu, jaune, ou vert se traduirait mécaniquement par un transfert de la rente des consommateurs vers EDF. Le prix du marché de gros deviendrait le prix directeur sur lequel se caleraient les fournisseurs des consommateurs finals. L'opérateur historique lui-même ne serait plus obligé de fournir ses clients avec un prix de l'énergie dans leur facture inférieur à celui du marché de gros comme c'est le cas depuis mi-2003 (cf. figure 1). La concurrence dans la fourniture s'en trouverait aussi libérée. Aujourd'hui, en effet, le maintien des tarifs de détail bloque les nouveaux entrants. Schématiquement, ils doivent offrir aux consommateurs des kWh de base à un prix inférieur à celui auquel ils peuvent eux-mêmes en moyenne se sourcer. Leur marge de manœuvre se réduit à leur capacité de production en propre (cas de GDFSuez qui dispose d'un droit de tirage sur certains réacteurs d'EDF et d'un parc en Belgique), à leur habileté de négociation avec EDF (cas de Poweo qui bénéficie d'un accord de long terme avec l'opérateur historique pour une mise à disposition croisée de capacités de production), ainsi qu'à leur performance sur les marchés financiers d'électricité et les enchères de capacité virtuelle Sans surprise (cf. tableau 1), la percée des fournisseurs alternatifs n'est observable que sur le segment de marché dont le tarif réglementé est le plus élevé (i.e., le TaRTAM).

Figure 1 : Evolution comparée des prix de fourniture et marché de gros, hors transport, en euros courants (source : Etude d'impact)



NB : dans la légende : prix issu du tarif réglementé vert A8 base ; estimation du prix payé par un client industriel en offre libre pour une consommation en base

Tableau I : Parts de marché des fournisseurs alternatifs par catégorie de consommateurs (source : Etude d'impact)

	Résidentiels		Non résidentiels					
	Nombre de sites	Consommation	Nombre de sites	Consommation	dont Offre libre (hors TaRTAM)		dont TaRTAM	
					Nombre de sites	Consommation	Nombre de sites	Consommation
EDF	28 515 000	135,4 TWh	4 487 000	259,0 TWh	382 795	59,4 TWh	2 205	44,6 TWh
Fournisseurs alternatifs	1 385 000	5,6 TWh	367 000	39,0 TWh	365 705	9,6 TWh	1 295	27,4 TWh
total	29 900 000	141,0 TWh	4 854 000	298,0 TWh	748 500	69,0 TWh	3 500	72,0 TWh
EDF	95,4%	96,0%	92,4%	86,9%	51,1%	86,0%	63,0%	62,0%
Fournisseurs alternatifs	4,6%	4,0%	7,6%	13,1%	48,9%	14,0%	37,0%	38,0%

Parts de marché selon l'offre tarifaire au 31 décembre 2009 Données CRE

En résumé, la transmission de l'avantage-coût du nucléaire au consommateur à travers les tarifs réglementés de détail s'oppose au développement de la concurrence. Donner raison à la Commission européenne revient alors à léser les bénéficiaires des tarifs, et donner raison au personnel politique français arc-bouté sur la distribution de la rente aux consommateurs nationaux conduit à rejeter la libéralisation européenne de l'énergie. Pour sortir de l'impasse, l'idée lumineuse de la nouvelle loi est d'instituer un tarif de gros sur le kWh d'origine nucléaire : il devrait continuer de transmettre aux consommateurs les fruits de l'investissement passé d'EDF tout en permettant le développement des nouveaux entrants dans la fourniture d'électricité. A charge au régulateur de fixer un tarif au coût complet de la production nucléaire, disjoint du prix du marché de gros dont le prix s'aligne sur le coût marginal de la centrale marginale, bref de se couper du reste de l'Europe électrique. La quadrature du cercle semble résolue. Avant de voir qu'il s'agit d'une apparence trompeuse, entrons dans les détails de la NOME.

3. La NOME en détail

La NOME peut tout d'abord être décrite par son point d'aboutissement tel qu'il est envisagé, sinon rêvé, par les concepteurs du projet de loi dans la rédaction de l'Exposé des motifs et de l'Etude d'impact. A quoi est censée ressembler l'organisation du système électrique français en 2025, horizon ultime de l'application de la NOME ?

A l'avenir, EDF pourrait ne plus commercialiser en propre en France et à l'étranger que la moitié de la production issue de son parc nucléaire historique. L'autre moitié étant soit soumise à l'ARENH, soit gagée par des accords et obligations existant avant la NOME et se maintenant après²². Sur le territoire national, sa part du marché de la fourniture d'électricité pourrait s'élever à 60 %²³ contre 90 %

²² En supposant une production de 400 TWh (proche de celle d'aujourd'hui) dont : 100 TWh sont vendus dans le cadre de la NOME aux concurrents d'EDF dans la fourniture en France (atteinte du plafond de l'accès régulé à l'électricité nucléaire), 58 TWh sont vendus aux concurrents d'EDF dans la fourniture à travers des enchères (VPP, Direct Energie) ou des échanges de droit de tirage (par exemple avec ENEL et GDF Suez), 20 TWh sont vendus au gestionnaire du réseau de transport dont EDF ne serait plus le propriétaire, et 15 TWh sont vendus à des fournisseurs étrangers dans le cadre des contrats d'aujourd'hui.

²³ Cette part de marché est obtenue selon les principales hypothèses suivantes : les concurrents d'EDF accèdent aux 100 TWh prévu par la NOME et y ajoutent 40 TWh pour fournir la pointe, ils vendent donc 140 TWh ; à ce chiffre, s'ajoute une partie des ventes déjà réalisées aujourd'hui sans la NOME. Les fournisseurs alternatifs en 2009 ont vendu 44,6 TWh dont 27,4 TWh en tarif TaRTAM. En faisant l'hypothèse que la moitié du volume non TaRTAM correspond à des ventes profitables et que la totalité des ventes TaRTAM sont profitables on estime à 36 TWh les ventes des

aujourd'hui. En d'autres termes, les activités de production et de commercialisation d'EDF ne seraient plus qu'à moitié intégrées l'une à l'autre et, selon la terminologie consacrée en droit de la concurrence, le fournisseur historique passerait du statut de superdominant à dominant²⁴.

La perte de part de marché d'EDF pour la fourniture en France devrait concerner d'ici 2025 les consommateurs industriels - la tendance est déjà amorcée, mais aussi, beaucoup plus massivement qu'aujourd'hui, les petits consommateurs (i.e., ménages ou petites entreprises souscrivant à une puissance de moins de 36kVA). L'attrait de ces derniers pour les offres des fournisseurs alternatifs devrait, aux yeux des concepteurs du projet de loi NOME, reposer à la fois sur le prix et sur la qualité.

En prix, les fournisseurs alternatifs pourront proposer le tarif bleu de détail que la NOME perpétue pour les petits consommateurs. Contrairement à aujourd'hui²⁵, l'offre de tarifs réglementés devrait faire gagner de l'argent aux nouveaux entrants. La NOME prévoit en effet que les tarifs de vente soient construits par addition : du tarif régulé pour l'électricité nucléaire, du prix de marché pour l'électricité de pointe, des tarifs de réseaux et des coûts de commercialisation²⁶. Dès lors qu'un fournisseur alternatif présente des coûts de commercialisation ou des coûts d'approvisionnement en électricité de pointe plus faibles que ceux d'EDF, il sera à même de réaliser un profit supérieur à celui de l'opérateur historique en servant les petits consommateurs restés aux tarifs réglementés.

En qualité, les fournisseurs alternatifs devraient pouvoir concurrencer EDF en proposant aux petits consommateurs des offres innovantes : tarifs modulés selon différentes tranches horaires et journalières, services associés (e.g., dépannage de l'installation électrique intérieure, gestion à distance de la consommation des appareils ménagers et de chauffage), primes d'effacement, garanti de contenu carbone ou de part d'énergies renouvelables, etc. L'innovation dans la fourniture d'électricité est un des effets majeurs attendus par les concepteurs de la NOME²⁷.

Notons que le basculement des petits consommateurs vers les offres libres, en particulier celles des concurrents d'EDF, devrait être favorisé par la présence dans la NOME²⁸ d'une clause de réversibilité. Si un ménage, un artisan ou un commerçant regrette d'avoir quitté l'abri protecteur du tarif réglementé, il pourra revenir à tout moment sur son choix²⁹.

fournisseurs alternatifs d'avant la NOME qui se maintiennent après la NOME. La taille du marché s'élevant à 439 TWh, on obtient une part de marché des fournisseurs alternatifs après la NOME de 40 % (176TWh/439TWh).

²⁴ Il est admis par la jurisprudence européenne qu'une entreprise détenant une part de marché supérieure à 50 % soit qualifiée de dominante. Pour des parts de marché supérieure à 90 %, à l'instar de celle de Microsoft sur le marché des systèmes d'exploitation pour ordinateur personnel, on parle plutôt de superdominance.

²⁵ L'Etude d'impact (supra note 20, p. 33) indique ainsi « *Actuellement, pour capter de nouveaux clients, les fournisseurs font généralement des offres similaires au tarif réglementé de vente auquel ils appliquent une 'ristourne'. Ce type de comportement n'est pas pérenne dans le cadre concurrentiel actuel, car il se traduit par des pertes pour les fournisseurs qui l'adoptent. En revanche, il sera économiquement viable dans la nouvelle organisation du marché de l'électricité* ».

²⁶ « Dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale » Article 4.

²⁷ Voir dans l'introduction de l'Exposé des motifs (supra, note 18) : qui souligne que « *Ce projet de loi contribuera ainsi à mettre en place une régulation ciblée et efficace du marché électrique qui permettra aux consommateurs de continuer à bénéficier de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire, tout en développant pleinement, pour le consommateur, l'innovation et la faculté de choix* ». Voir aussi l'Etude d'impact (supra, note 20) qui table sur une « *grande variété d'offres tarifaires attrayantes* » p. 33 et le développement « *d'offres innovantes* » p. 50.

²⁸ Article 5 de la loi NOME.

²⁹ En revanche, les grands consommateurs qui quitteront les tarifs jaune et vert ne pourront demander à bénéficier de nouveau du tarif réglementé qu'au bout d'un an. Cette contrainte a été introduite dans un amendement de l'Assemblée nationale afin d'éviter les allers-retours liés aux différentiels été/hiver entre le prix et le tarif. Voir le Rapport du Sénat n° 643 du 7 juillet 2010 fait par M. Ladislas Poniatowski au nom de la commission de l'économie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, ci-après Rapport du Sénat, p. 61.

En matière d'investissement, le point d'aboutissement espéré de la NOME est un parc nucléaire historique prolongé, prêt à être renouvelé et associé à de nouvelles capacités de production de pointe.

Il est en effet prévu que le tarif régulé à l'électricité nucléaire tienne compte des investissements nécessaires à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires³⁰. Ces investissements de jouvence ne devraient donc être en principe ni retardés, ni négligés par EDF.

Par ailleurs, la NOME pose les premiers jalons pour assurer les conditions de renouvellement du parc nucléaire. Elle mentionne la possibilité de tenir compte dans le futur du coût de développement, c'est-à-dire de la construction de nouvelles centrales, dans les tarifs réglementés. A l'occasion de rapports d'évaluation du dispositif en 2020 et 2025, le gouvernement pourra en effet proposer « de prendre progressivement en compte dans le prix de l'électricité pour le consommateur final les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et de mettre en place un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution de moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire »³¹. L'Exposé des motifs de la NOME précise également que « de 2020 à 2025, il conviendra d'engager la préparation du renouvellement du parc nucléaire. Le coût de renouvellement pourra alors progressivement devenir une référence de prix pertinente pour le consommateur »³² et ajoute que le tarif d'ARENH « permettra que les entreprises du secteur électrique se trouvent dans une situation financière saine à l'approche de la fin de vie du parc nucléaire historique, pour être en mesure de pouvoir contribuer au renouvellement des capacités de production d'électricité »³³.

Enfin, la NOME, selon le Gouvernement, devrait favoriser les investissements dans les centrales de pointe tant d'EDF que de ses concurrents. Elle oblige en effet tous les fournisseurs à disposer en propre ou via des tiers de capacités de production et/ou d'effacement de consommation. Contrairement à la situation présente, EDF ne sera plus l'unique opérateur garant de la sécurité d'approvisionnement. L'article 2 de la loi NOME précise ainsi en son début que « chaque fournisseur contribue, en fonction des caractéristiques de ses clients sur le territoire national métropolitain, à la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Le dispositif de mise en oeuvre de cette obligation n'est pas définitivement arrêté et ses modalités seront précisées dans un décret du Conseil d'Etat. Sachant que la NOME prévoit que les garanties d'effacement ou de production de sécurité apportées par les fournisseurs soient échangeables³⁴, le dispositif devrait prendre à terme la forme d'un marché de capacités.

Pour aboutir à l'organisation future du système électrique français qui vient d'être décrite, la NOME repose sur une lourde régulation des prix et des volumes qui sera confiée à une nouvelle Commission de Régulation de l'Energie et sera mise en oeuvre en plusieurs étapes. Illustrons cette lourdeur en détaillant la régulation de l'accès à l'électricité nucléaire tel qu'elle est prévue dans la loi.

En ce qui concerne le niveau du tarif d'ARENH, la NOME indique qu'il doit être « représentatif des conditions économiques de production d'électricité [du parc nucléaire historique] afin d'assurer une juste rémunération à EDF ». Elle précise³⁵ qu'il tient compte de l'addition des coûts d'exploitation, des coûts d'investissement et des coûts prévisionnels de démantèlement des centrales et de gestion de déchets ainsi que d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité. Notons dès à

³⁰ Le tarif d'accès à la base «tient compte [...] des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation » Article 1 titre VI de la loi NOME.

³¹ Article 1 titre VII de la loi NOME.

³² Exposé des motifs, voir supra, note 18, p.6.

³³ Exposé des motifs, voir supra, note 18, p.6.

³⁴ « Les garanties de capacité sont échangeables » Art. 2 de la NOME.

³⁵ Article 1 titre VI de la NOME.

présent qu'ainsi formulés les principes et modalités de calcul du tarif d'ARENH restent vagues³⁶. Il n'est pas possible d'en tirer des conclusions sur son niveau. En effet, la méthode économique ou comptable qui sera suivie pour calculer ce tarif devrait être précisée par décret³⁷. Or les mêmes données peuvent aboutir à différents résultats selon la méthode utilisée.

Les informations comptables pour fixer le tarif d'ARENH seront collectées auprès d'EDF par la CRE, qui pourra faire appel à un organisme indépendant pour les contrôler. Ce n'est toutefois pas la CRE qui fixera le tarif d'ARENH. Le pouvoir d'arrêter les tarifs est confié par la NOME au Gouvernement, plus précisément aux Ministres chargés de l'énergie et de l'économie. Le pouvoir de la CRE est d'émettre un avis ou une proposition. Dans le premier cas - qui est celui prévu à titre transitoire au cours des 3 premières années de la mise en oeuvre de la NOME - le gouvernement n'est guère lié par la recommandation de la CRE. Dans le second cas, le gouvernement ne peut pas fixer un tarif différent de celui proposé par la CRE, il peut seulement le refuser, et demander à la CRE de lui remettre une nouvelle proposition. Il faudra attendre 2014³⁸ pour que les ministres chargés de l'énergie et de l'économie aient les mains moins libres pour décider le tarif d'ARENH.

La CRE devra également s'assurer que les fournisseurs bénéficiant de l'ARENH n'achètent pas au-delà de leurs besoins pour satisfaire leurs clients en France³⁹. La loi, dans son article premier prévoit en effet de réserver le bénéfice du tarif de l'électricité d'origine nucléaire aux consommateurs industriels situés sur le territoire national⁴⁰. Pour appliquer cette clause de destination implicite (sa licéité est discutée dans la section suivante), il est nécessaire que la CRE régule le volume soumis au tarif d'ARENH. La CRE devra ainsi calculer pour chaque fournisseur, puis notifier à chacun d'eux, la quantité à laquelle il a droit en fonction de son portefeuille de clients et des prévisions de son évolution⁴¹. Afin de corriger les erreurs et d'éviter les tricheries, la NOME prévoit un mécanisme de rappel, sinon de sanction, qui prendra la forme d'un complément de prix au tarif d'ARENH. Les fournisseurs qui auraient bénéficié *ex ante* de volumes supérieurs *ex post* aux volumes effectivement consommés par leurs clients en France, devront reverser pour chaque MWh trop perçu une somme au moins égal à l'écart de valeur entre le tarif d'ARENH et le prix de marché (voir section 6.2).

Enfin, la CRE devra calculer les tarifs de vente aux consommateurs finals. Comme nous l'avons déjà mentionné, la NOME prévoit dans son article 4 que ces tarifs tiendront compte du tarif d'ARENH, du coût de complément de fourniture pour couvrir l'électricité de pointe et la garantie de capacité, des tarifs de transmission et de distribution, et les coûts de commercialisation. A l'instar du tarif d'ARENH, le tarif est fixé par le gouvernement (i.e., les Ministres en charge de l'énergie et de l'économie) et non par la CRE qui émet seulement une proposition. De même que pour l'ARENH, la CRE n'émettra lors des trois premières années de la NOME qu'un avis, laissant ainsi une plus grande marge de manoeuvre au Gouvernement. Le pouvoir de la CRE en matière de tarif de vente est évidemment limité dans le temps en ce qui concerne les tarifs vert et jaune, puisque la NOME prévoit leur

³⁶ Dans son avis, l'Autorité de la concurrence (voir supra, note 4) décèle dans le projet de loi deux principes de la fixation du niveau du tarif : une règle de couverture du coût complet et une règle imposant l'absence d'effet de ciseau avec le prix pratiqué par EDF pour ses propres ventes (cf. § 114 et sections III B et III C).

³⁷ « Un décret en Conseil d'Etat précise [...] notamment [...] les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts [...] » Art. 1 titre VIII de la NOME.

³⁸ Dans une version antérieure du projet de loi, présentée au Conseil d'Etat, la période de transition était de 5 ans et non de 3 ans.

³⁹ La CRE « calcule les droits et contrôle l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique [...] surveille notamment les transactions effectuées par [l]es fournisseurs et s'assure de la cohérence entre les volumes d'électricité nucléaire historique bénéficiant de l'accès régulé et la consommation des consommateurs finals desservis sur le territoire métropolitain continental ». Art. 7 titre I de la NOME.

⁴⁰ « Chaque contrat annuel prévoit la cession d'un volume maximal d'électricité calculé en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation finale effective des consommateurs finals que fournit le cocontractant sur le territoire métropolitain continental ». Art. 1 titre III de la NOME.

⁴¹ « [Le] volume est fixé par la Commission de régulation de l'énergie [...] et est notifié au fournisseur ainsi qu'à EDF ». Art. 1 titre III de la NOME.

extinction au plus tard pour le 31 décembre 2015. Cette date marque d'ailleurs la fin du processus d'ajustement entre les tarifs de vente actuels et les tarifs de demain qui doivent être construits selon l'addition pré-citée. Nous reviendrons sur cette mise en cohérence progressive et les problèmes qu'elle devrait inévitablement poser dans la section suivante.

Sur le plan de son organisation, la CRE retrouve une forme moins baroque. Le Parlement avait en 2006⁴² modifié la composition du collège de la commission en augmentant l'effectif du collège à 9 membres et en imposant que 2 d'entre eux soient choisis parmi les consommateurs. Ces derniers se sont sans surprise au cours des années écoulées comporté comme des porte-parole des industriels et des ménages. L'avant projet de loi a supprimé cette anomalie. Il a également proposé de ramener le nombre total de membres à 5 et que ces derniers exercent leur magistère à temps plein. Trouvant ce nombre encore trop élevé, la Commission des affaires économiques a opté pour un collège de 3 membres seulement, tandis que le Sénat est revenu à une composition du collège de 5 membres.

En résumé, la NOME est construite pour aboutir dans 15 ans à une situation quasi-idyllique en termes d'investissements et de concurrence, grâce à une régulation presque partout présente et malgré sa très grande complexité. On peut dès lors s'interroger sur son succès dans la mesure où Plus le régulateur est mis à contribution, plus il risque de commettre des erreurs, en particulier faute de capacité d'expertise et d'information suffisantes.

4. L'évaluation économique de la NOME : aspects méthodologiques

L'évaluation économique de la NOME est plus un sujet de réflexions à venir que passé. Au moment où nous écrivons, le texte final de la loi n'est pas encore connu⁴³ et le dispositif ne sera complet qu'après la rédaction et l'adoption d'une longue liste de décrets⁴⁴. Quelques évaluations ont néanmoins déjà été publiées. Cette section les résume et présente la méthode d'évaluation qui sera mise en oeuvre dans les parties suivantes.

4.1. Premières évaluations

Un premier élément d'évaluation de la NOME est donné par Crampes et alii (2009). Ces auteurs critiquent les principales recommandations du rapport de la Commission Champsaur. Rappelons que ce rapport est à l'origine de la NOME, en particulier du dispositif d'accès à une partie de la production d'électricité d'EDF. Crampes et alii s'interrogent sur le gain pour la société de cette régulation d'accès. Ils en pointent les coûts très élevés et la faiblesse des bénéfices. D'un côté, il faut s'attendre à des dépenses de capture de réglementation considérables et à un risque élevé de diminution des performances d'EDF en production ; d'un autre, les bénéfices apportés par la concurrence et l'innovation se limitent à la fourniture qui représente moins de 10 % de la facture d'électricité pour le consommateur final. Les auteurs concluent que « *l'introduction d'un tarif administré de gros sur la production d'électricité d'origine nucléaire est probablement défavorable au bien-être social* ».

En avril 2010, en même temps que le projet de loi, le Gouvernement a diffusé une étude d'impact de la NOME⁴⁵. Elle vise à éclairer les parlementaires sur les retombées économiques et sociales attendues de la mise en oeuvre de la nouvelle régulation du secteur électrique. Elle tient dans un

⁴² Loi 2006 - 1537 du 7 décembre 2006.

⁴³ La loi a été adoptée par l'Assemblée nationale en première lecture le 15 juin 2010, puis par le Sénat sous forme modifiée le 30 septembre 2010. Son texte final devrait être arrêté par l'Assemblée nationale lors d'une second lecture en novembre 2010.

⁴⁴ Plus d'une dizaine de décrets sont prévus, dont quelques-uns sont clefs pour l'étude des effets en particulier ceux portant sur la méthode de calcul du tarif régulé et sur les obligations des fournisseurs de contribuer à la sécurité énergétique.

⁴⁵ Etude d'impact, voir supra, note 20.

document de près d'une centaine de pages, annexes comprises, qui livre de nombreuses informations factuelles et chiffrées peu connues du grand public. L'analyse des impacts qui y est menée relève cependant plus de la réclame que de l'évaluation économique. A la lire, la NOME connaîtra un succès complet et remédiera à tous les défauts de la situation présente : la concurrence se développera, l'investissement se réalisera, l'innovation se propagera, la sécurité augmentera et le consommateur continuera de bénéficier de l'avantage-coût du nucléaire. Lévêque et Saguan (2010) ont critiqué ce tableau idyllique qui suppose que la conception et la mise en oeuvre de la NOME sont parfaites. Ils montrent que les certitudes avancées sur les effets de la NOME dans l'Etude d'impact sont fausses : au mieux, les effets prévus sont incertains (e.g., réalisation des investissements pour la production de pointe), au pire ils sont de sens opposé à celui avancé par l'Etude (e.g., incitations pour EDF négatives et non positives à l'investissement dans le rallongement de la durée de vie des centrales nucléaires).

L'autorité de la concurrence a également publié un avis sur le projet de loi NOME. Elle examine dans quelle mesure la réforme envisagée permettra le développement d'une concurrence effective. Elle souligne qu'il sera difficile avant 2015 pour les fournisseurs alternatifs de concurrencer EDF dans la fourniture d'électricité aux petits consommateurs⁴⁶. A plus long terme, elle émet des doutes sur le développement de la concurrence : « [L]a situation de marché pourrait ne pas avoir véritablement changé à l'échéance du dispositif [d'accès régulé] par rapport à aujourd'hui ». Son raisonnement repose sur l'idée qu'une concurrence effective dans les marchés de l'électricité ne peut être le fait que d'entreprises verticalement intégrées sur la production et la fourniture⁴⁷. Or, à ses yeux, la NOME ne garantit pas que les fournisseurs alternatifs investiront dans la production. Primo, les règles instaurées par la NOME ne présentent pas une stabilité suffisante alors que les nouveaux opérateurs ont besoin d'une visibilité sur longue période⁴⁸. Secundo, le volume maximal mis à disposition des fournisseurs n'étant pas dégressif dans le temps, les fournisseurs concurrents d'EDF ne sont pas incités à investir dans leur propre capacité de production d'électricité de base⁴⁹. Tertio, les incitations à l'investissement pour la pointe restent incertaines car la NOME est trop générale sur le mécanisme d'obligation de capacité et que ce dernier ne sera pas mis en oeuvre avant plusieurs années⁵⁰.

4.2 De nombreuses inconnues

⁴⁶ Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, § 162.

⁴⁷ « [L]'émergence réelle d'une concurrence réelle rend nécessaire de favoriser une incitation à l'investissement par les fournisseurs alternatifs dans les moyens de production de pointe comme de base » Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, § 225 alinéa 6. « L'effectivité de la concurrence sur le marché de la fourniture implique l'existence aux côtés d'EDF de plusieurs opérateurs intégrés, qui soient également présents dans la production et investissent dans des capacités nouvelles » Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, §186.

⁴⁸ « L'efficacité de la concurrence demande que les règles instaurées soient évidemment claires et publiques, mais aussi qu'elles présentent une certaine stabilité dans le temps. Cette stabilité s'avère indispensable dans le cas présent, car il s'agit d'une activité se caractérisant par un cycle d'investissement à la fois long et coûteux, et les nouveaux opérateurs ont besoin de visibilité pour bâtir leur plan de développement. Tel n'est pas le cas du projet de loi [...] » Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, § 117 et 118.

⁴⁹ « [U]ne incitation à l'investissement dans la production de base doit aussi être favorisée par la loi. L'incitation peut porter sur le prix de l'électricité régulée, ce qui renvoie aux règles de calcul de prix de l'ARB. Le projet de loi laisse ouverte cette possibilité, avec l'éventualité [...] de revoir ces règles en 2015 ou en 2020 par la prise en compte du financement du renouvellement des moyens de production de base dans le prix de l'ARB. L'ambiguïté du texte sur ce point clé ne peut être que rappelée. De même, elle peut être obtenue à l'aide d'une baisse progressive et échelonnée au cours de la période de régulation du plafond de l'ARB mis à disposition des fournisseurs alternatifs. » Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, §213 et 214. Les parlementaires ont en partie retenu cette dernière recommandation en ajoutant au projet de loi que dans son rapport d'étape de 2015 le gouvernement pourra proposer « le cas échéant, des modalités particulières de fin du dispositif afin d'assurer, si nécessaire, une transition progressive pour les fournisseurs d'électricité ». Article 1, titre VII de la loi NOME.

⁵⁰ « La généralité des termes de l'article 2, conjuguée au fait que les pouvoirs publics se donnent un délai de trois ans pour mettre en oeuvre le mécanisme de certificats, n'autorisent que des remarques générales quant à son effet possible sur la concurrence » Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, §199. « Le mécanisme des certificats va dans ce sens [inciter les fournisseurs alternatifs à investir]. Mais la complexité de la conception de ce mécanisme et de son application [...] doit être soulignée » . Avis de l'ADLC, voir supra, note 4, §225.

L'absence d'indications suffisamment précises sur les principaux paramètres-clefs qui détermineront les effets de la NOME est la difficulté majeure pour réaliser une évaluation ex ante. Prenons l'exemple du calcul des tarifs d'ARENH et de vente⁵¹.

Aujourd'hui⁵², la loi précise que le tarif d'ARENH sera initialement fixé en cohérence avec le TaRTAM. En pratique, cela signifie que le tarif initial sera aligné avec le niveau du ruban implicite de ce tarif de vente, soit entre 38 et 42 euros/MWh selon le rapporteur du projet de loi à l'Assemblée nationale⁵³. Cette fourchette peut paraître relativement resserrée. Notons toutefois qu'un écart d'un euro du MWh sur ce tarif signifie 100 millions d'euros de recettes en plus ou en moins pour EDF⁵⁴. En outre, il n'est pas exclu que le tarif s'écarte de cette fourchette. En premier lieu, elle est bâtie selon différentes hypothèses du prix de la pointe, mais la règle d'allocation des volumes n'est pas définitivement connue. Il semble qu'elle sera calculée selon un pourcentage d'énergie consommée (entre 60 et 80 %) plutôt qu'un certain nombre d'heures d'appel de puissance (e.g., 6000 ou 8260 h). En second lieu, le niveau du TaRTAM n'a pas été fixé après un examen approfondi des coûts de production des centrales nucléaires d'EDF. Or la NOME pose le principe d'un niveau de tarif d'ARENH reflétant les coûts, en particulier des capitaux immobilisés. Selon les méthodes et critères comptables choisis, le coût de la production nucléaire peut varier presque du simple au double⁵⁵. Or ce choix n'a pas encore été tranché aujourd'hui. Les éléments détaillés de méthode du calcul du tarif d'ARENH ne seront précisés qu'ultérieurement dans un décret du Conseil d'Etat. En dernier lieu, comme nous l'avons déjà mentionné, le tarif d'ARENH initial ne sera pas fixé par le régulateur, mais par le Gouvernement après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Le Gouvernement conserve ainsi une certaine marge de manoeuvre. Si la Commission recommande un prix qu'il juge trop bas ou trop élevé, il pourra lui demander un nouvel avis plus conforme à ses souhaits.

L'évolution future des tarifs réglementés de vente n'est pas non plus gravée dans le marbre de la NOME. Rappelons que les tarifs de vente jaune et vert des industriels devraient avoir disparu en 2016, tandis que le tarif bleu des petits consommateurs est amené à perdurer. Jusqu'en 2015 pour les premiers, et au moins jusqu'en 2025 pour les seconds, coexisteront donc à la fois un tarif de gros et un tarif de détail. Cette double tarification devrait être en principe cohérente. Par exemple, si le tarif de gros augmente d'un euro par MWh, la composante énergie de base du tarif de détail doit augmenter du même montant. Cette évolution parallèle ne soulève pas de difficultés. Le problème de cohérence qui se pose est celui du rattrapage : la part énergie de base des tarifs de couleur est aujourd'hui de l'ordre d'une trentaine d'euros tandis que celle du TaRTAM, qui devrait servir de base pour le calcul du tarif d'ARENH est de l'ordre d'une quarantaine d'euros. Si la composante énergie de base des tarifs de vente reste disons à 30 €/MWh, et que l'ARENH s'élève disons à 40 €/MWh, les fournisseurs alternatifs ne pourront pas concurrencer les clients d'EDF bénéficiant des tarifs de vente. La cohérence de la double tarification exige que ces derniers augmentent de 10 €/MWh⁵⁶. La loi prévoit que le rattrapage des tarifs de détail au tarif d'ARENH soit réalisé avant 2016 : « *Dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique [aux autres composantes de coûts (tarifs d'acheminement des réseaux, en particulier)]* »⁵⁷.

⁵¹ Les modalités d'attribution de l'électricité régulée de gros aux fournisseurs sont un autre exemple. Pour une discussion approfondie et critique de ces modalités, voir Avis de l'ADLC, supra, note 4, Section 2 C § 84-112.

⁵² Le projet de loi du Gouvernement mentionnait la cohérence entre le tarif d'accès régulé initial et le TaRTAM dans l'Exposé de motifs. L'inclusion de ce principe dans un article de la loi lui confère un caractère exécutoire plus fort. Cette modification apportée par les parlementaires a été interprétée par les observateurs comme une victoire pour EDF et en particulier son président, Henry Proglio.

⁵³ Voir les interventions de Jean Claude Lenoir p. 47 et 96 du rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 16.

⁵⁴ En supposant que le volume régulé vendu par EDF aux fournisseurs alternatifs atteigne 100 TWh.

⁵⁵ Entre 30 et 50 euros/MWh selon le rapport de l'Assemblée nationale, voir supra note 4, encadré, p. 68.

⁵⁶ Ou que le niveau initial du tarif d'accès régulé soit fixé à 30 €/MWh et non à 40 €/MWh.

⁵⁷ Article 4 alinéa 4 de la loi NOME. Pour une citation complète, voir note de bas de page 26.

Remarquons que la formule utilisée laisse une marge de manoeuvre aux pouvoirs publics. Le Gouvernement et le régulateur devront « *tenir compte* » du tarif d'ARENH dans la fixation des tarifs de vente et non les construire en 'incluant' le tarif d'ARENH ou par « *stricte addition* » du tarif d'ARENH aux autres composantes. De plus, le chiffrage de certaines de ces composantes - comme le coût de l'énergie d'origine non nucléaire nécessaire pour couvrir l'ensemble des besoins des consommateurs-, peut également se prêter à des variations. Ces marges de manoeuvre sont importantes pour le gouvernement car le rattrapage peut conduire à des augmentations sensibles des tarifs de vente au cours des prochaines années. Selon le président de la CRE, M. de Ladoucette, pour un tarif d'ARENH à 42 €/MWh, les tarifs pour les entreprises (resp. petits consommateurs) devraient être relevés de 14,8 % en 2011 (resp. 11,4 %) puis de 3,7 % par an jusqu'en 2025 (resp. 3,5 %) ⁵⁸. La discussion de la NOME à l'Assemblée nationale laisse présager que de telles augmentations ne se produiront pas forcément et donc que l'adéquation entre tarif d'accès au nucléaire et tarif de détail ne sera pas parfaitement réalisée ⁵⁹.

La précision insuffisante actuelle sur le tarif de gros et la trajectoire des tarifs de vente ne permet pas d'évaluer les effets de la NOME sans se tromper. Les niveaux du tarif d'ARENH et des tarifs de couleur déterminent en effet une large partie des recettes d'EDF et de ses capacités financières pour investir, en particulier dans le prolongement de la durée de vie de son parc de centrales nucléaires. Ils délimitent aussi le terrain de jeu ouvert à la concurrence des fournisseurs alternatifs. Un tarif d'ARENH proche de 40 euros les empêcherait de tenter de contester dès l'entrée en vigueur de la NOME la suprématie d'EDF sur le marché des consommateurs pouvant bénéficier des tarifs de couleur. La contestabilité de ces segments de marché sera ensuite rendue plus ou moins possible selon que le rattrapage des tarifs est rapide, lent ou inexistant.

L'absence d'indications suffisamment précises de la NOME sur des paramètres-clés que nous venons d'illustrer dans le cas des tarifs ⁶⁰ nous obligera à faire des hypothèses. Elle nous conduira aussi à procéder à l'évaluation la plus simple qui soit : les objectifs de la nouvelle loi pourront-ils être atteints ? Nous ne nous demanderont pas s'ils auraient pu être atteints de façon moins coûteuse et encore moins si la nouvelle loi tend à maximiser le bien-être social.

4.3 Les objectifs retenus

L'évaluation de l'atteinte des objectifs présuppose que ces derniers aient été clairement explicités par les promoteurs et les défenseurs de la loi. Cette exigence ne pose aucune difficulté ici. Ils ont été formulés à de nombreuses reprises ⁶¹ par le gouvernement dans l'Exposé des motifs du projet de loi ⁶², l'Etude d'impact ⁶³ et les interventions de ses Ministres ⁶⁴ devant les parlementaires ; par le

⁵⁸ Le président de la CRE a été entendu deux fois par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, une fois au cours d'une séance publique (voir rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 16), une autre fois au bénéfice des seuls membres de la Commission. C'est lors de cette intervention non publiée que les scénarios de prix dont a parlé la presse (cf. Les Echos, 14/05/2010) ont été présentés. Ils sont rapportés par Mme Frédérique Massat comme suit « *Ainsi les projections relatives à l'augmentation des tarifs donnent, pour les résidentiels, un coût de cession de 37,2 €/MWh, ce qui impliquerait une majoration des tarifs réglementés de 7,1% en 2011, puis de 3,1% par an entre 2011 et 2025. Au prix de 42 € réclamés par EDF, les hausses de tarifs seraient de 11,4% en 2011, puis de 3,5% par an entre 2011 et 2025.* » Assemblée nationale, session ordinaire, troisième séance du mardi 8 juin 2010, compte-rendu intégral, p. 5.

⁵⁹ Voir infra, note 73.

⁶⁰ A l'inverse de l'Etude d'impact qui ne précise à aucun moment ses hypothèses sur les tarifs et leurs évolutions et rend ainsi ses résultats peu convaincants. Pour une critique de cette approche voir Lévêque et Saguan (2010).

⁶¹ Peu ou prou, les mêmes objectifs reviennent sous la plume ou dans la bouche des personnes et institutions qui viennent d'être citées. Les divergences de vue portent moins sur les différents objectifs poursuivis que sur leur hiérarchisation. Par exemple, le régulateur de l'énergie et l'Autorité de la concurrence placent en premier l'objectif de développement de la concurrence, tandis que le Gouvernement et le législateur mettent l'accent sur la garantie du bénéfice du bas coût du nucléaire aux consommateurs de l'hexagone.

⁶² L'Exposé des motifs (voir, supra, note 18) retient seulement trois objectifs (préservé le bénéfice-coût du nucléaire pour les consommateurs quel que soit leur choix de fournisseur ; assurer le financement du parc de production et les

législateur dans le rapport de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée⁶⁵ et dans le rapport de la Commission de l'économie du Sénat⁶⁶ ; enfin, par le régulateur de l'énergie⁶⁷ et l'Autorité de la concurrence⁶⁸.

La difficulté réside plutôt dans le trop grand nombre d'objectifs recensés dans ces différentes prises de position puisque nous arrivons à un total de 7, à savoir :

1. Développer la concurrence en fourniture à court et moyen terme et la concurrence en production à long terme
2. Favoriser les innovations en fourniture et la gestion de la demande
3. Maintenir le bénéfice de la rente nucléaire aux consommateurs
4. Éviter un effet d'aubaine auprès des fournisseurs alternatifs
5. Favoriser un investissement efficace en production de base et de pointe
6. Offrir un cadre réglementaire et juridique stable
7. Mettre fin aux procédures engagées par la Commission européenne contre la France

Pour simplifier la discussion des objectifs de cette liste, nous examinerons ensemble les 4 premiers en nous interrogeant sur le développement à venir de la concurrence, puis les trois derniers en analysant les effets futurs de la loi sur les investissements en production.

5. Le développement de la concurrence dans la fourniture d'électricité

L'évaluation de l'efficacité d'une loi en termes d'atteinte de ses objectifs considère ses derniers comme une donnée. Elle n'est pas censée démarrer en questionnant leur bien-fondé. Faisons ici exception à cette règle.

L'objectif de la NOME de développer la concurrence concerne avant tout le marché de la fourniture. Pour les économistes de l'énergie⁶⁹, la libéralisation de ce marché n'est pas le cœur de la réforme du secteur électrique. Le point essentiel est de développer la concurrence dans la production d'électricité

investissements ; permettre à la concurrence de s'exercer) mais les assortit de principes dont certains sont des sous-objectifs (e.g., renforcer la maîtrise de la demande, éviter les effets d'aubaine).

⁶³ Voir le titre de la section 2 de l'Etude d'impact (supra note 20) « Objectifs : Assurer aux consommateurs le bénéfice de l'investissement consenti dans le nucléaire, inciter à l'innovation et à la maîtrise de la demande en électricité et favoriser les investissements dans le cadre du marché européen de l'électricité ».

⁶⁴ « [A]pport[er] de la prévisibilité et de la sécurité aux acteurs tout en préservant les aspects du système [électrique] actuel français qui nous paraissent essentiels » Rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 16, p. 44. « Ces dispositions [la NOME] nous permettront de mettre un terme aux deux contentieux pendants [instruits par la Commission européenne], ce qui n'est pas le moindre mérite du projet [de loi] » Rapport de l'Assemblée nationale, supra note 16, p. 45. « La loi [NOME] nous permettra enfin de garantir une réelle stabilité juridique au secteur afin d'augmenter nos investissements » J.-L. Borloo, Les Echos, 20 septembre 2010.

⁶⁵ Voir en particulier les propos du rapporteur du projet de loi devant l'Assemblée nationale, Jean-Claude Lenoir qui synthétise ainsi les objectifs de la NOME : « Ce texte nous permettra de faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité offerte par notre parc nucléaire dans le respect de leur liberté de choix, d'apporter des réponses satisfaisantes à la Commission européenne et d'assurer le financement à long terme du nucléaire, voilà les ambitions principales de ce projet de loi » Rapport de l'Assemblée nationale, supra note 16, p. 46.

⁶⁶ Voir en particulier le rapport du Sénateur Ladislas Poniatowski qui indique que le projet de loi « vise à créer un espace pour une concurrence effective sur le marché français de l'électricité ». Rapport du Sénat, supra, note 29, p. 7.

⁶⁷ « [L]e projet de loi NOME poursuit un triple objectif. [...] permettre à la concurrence de s'exercer sur l'ensemble des segments de clientèle [...] assurer le financement du parc de production existant [...] et l'allongement de la durée de [...] son exploitation [...] préserver pour l'ensemble des consommateurs le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire » Intervention de M. Ladoucette, Rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 7, p. 17.

⁶⁸ « [Le projet de loi] vise à instaurer une nouvelle organisation du marché de l'électricité de nature à favoriser le développement de la concurrence tout en transmettant aux consommateurs le bénéfice tiré du parc de production français, et de la filière électronucléaire en particulier ». Avis de l'ADLC, supra, note 4, § 3.

⁶⁹ Voir, par exemple, P. Joskow (2008).

et d'organiser un marché de gros efficace. Instaurer la concurrence dans les marchés de détail est secondaire et somme toute facultatif. Or la NOME procède à l'inverse, elle cherche à rendre effective une concurrence à l'aval grâce à l'accès régulé ainsi qu'à inciter les fournisseurs alternatifs à investir à l'amont en espérant qu'ils pourront dans 15 ans rivaliser avec EDF en production. Nous partageons le scepticisme de l'Autorité de la concurrence sur l'atteinte de cet objectif de très long terme. Comme elle l'indique (voir section 4.1) et comme nous l'expliquons dans la partie suivante, les effets de la NOME sur les investissements des fournisseurs alternatifs sont incertains, voir contraires à l'efficacité économique.

En bref, l'objectif de la NOME d'instaurer la concurrence en fourniture n'est pas le bon, et n'est pas non plus un bon moyen de parvenir à une concurrence effective en production⁷⁰.

Après cette remarque générale, examinons la concurrence dans le marché de fourniture qui devrait résulter de la NOME. Distinguons deux marchés et deux périodes. Les conditions de concurrence sur le segment des petits consommateurs et sur celui des grands consommateurs devraient différer. Les grands consommateurs disposent d'un pouvoir d'acheteur du fait de leur taille et de leur expertise dont ne disposent pas les petits consommateurs. La plupart de ces derniers continueront de plus de bénéficier d'un tarif réglementé de vente alors que les tarifs protégeant les grands consommateurs doivent tous disparaître fin 2015. De ce fait, la concurrence dans le marché des grands consommateurs devrait être sensiblement différente avant et après 2015. En outre, nous considérerons par hypothèse que le plafond de 100 TWh sera atteint au cours de cette année-là, ce qui, comme nous le verrons, en fait une date d'autant plus chahutée.

5.1 La concurrence sur le marché des petits consommateurs

Fin mars 2010, environ 1,5 million de sites sur 30 millions sont servis par d'autres fournisseurs qu'EDF. Combien seront-ils d'ici 2015, et après ?

Jusqu'à 2015

Au cours des cinq prochaines années, la concurrence devrait rester faible et la pénétration modeste des offres alternatives car la partie énergie de base et semi-base du tarif de détail devrait rester inférieure au tarif d'ARENH. Nous tablons en effet sur deux tendances. Primo, le niveau initial de l'ARENH devrait être fixé à la fin de l'année 2010 à un niveau proche de 40 euros. Cette hypothèse est devenue probable depuis que les députés ont inscrit dans la loi que le tarif d'ARENH de départ sera cohérent avec le TaRTAM⁷¹. Secundo, le tarif de vente ne devrait pas augmenter rapidement au cours des prochaines années⁷².

⁷⁰ Sur l'objectif de développer une concurrence effective, c'est-à-dire capable de réduire le pouvoir de marché dont dispose EDF. L'objectif est ambitieux car l'opérateur historique assure 95 % de la production électrique nationale et dessert environ 92 % des clients ; de plus, il dispose d'un parc de production nucléaire et hydraulique largement amorti dont les coûts marginaux sont faibles. Il est difficile dans ces conditions d'envisager l'instauration d'une concurrence effective sans cessions d'actifs, par exemple, comme l'a suggéré le rapporteur du projet de loi au Sénat (voir Rapport du Sénat, supra, note 29, p. 7-8), sous forme de prises de participation dans certaines centrales nucléaires.

⁷¹ Ce qu'ont fort bien compris certains députés comme M. Jean Dionis du Séjour «Si l'on en croit les personnes auditionnées, la branche production d'EDF vend l'électricité à la branche commerciale au prix d'environ 30 € le mégawattheure pour ce tarif bleu, ce qui annihile toute concurrence» Rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 16, p. 75.

⁷² Comme le formule le député Daniel Fasquelle «Si l'on fixe l'ARB au niveau du TaRTAM, EDF continuera, dans cette période transitoire, de vendre moins cher aux particuliers qu'aux fournisseurs qui souhaitent prendre pied sur le marché. Pendant trois ans la concurrence ne pourra s'exercer. Certains opérateurs ne pourront y survivre, si bien qu'EDF restera le seul opérateur du marché» Rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 7 p. 95. Ou encore F.-M. Gonnot (Assemblée nationale, session ordinaire, troisième séance du mardi 8 juin 2010, compte-rendu intégral, p. 7) «Je ne vois pas comment les mêmes [les principaux concurrents d'EDF] pourraient proposer des offres concurrentielles par rapport aux offres d'EDF avec un ARB aux alentours ou au-dessus de 37 €/MWh], dès lors, il ne se passera pas grand chose».

Nous retenons cette dernière hypothèse sur la base de plusieurs déclarations du Gouvernement. Le débat entre la majorité présidentielle et l'opposition s'est focalisé sur la question de savoir si la NOME allait se traduire par une augmentation des tarifs de vente, en particulier pour les petits consommateurs - ces derniers formant la grande masse des électeurs⁷³. Les discussions ont été d'autant plus vives qu'elles ont été précédées par une fuite dans la presse de scénarios élaborés par la CRE indiquant de fortes hausses à venir des tarifs⁷⁴. Le Ministre en charge de l'énergie a alors vivement réagi par en démentant « *les rumeurs relatives aux tarifs de l'électricité* » ajoutant que « *le Gouvernement est responsable de la détermination des tarifs réglementés et nul autre n'a autorité pour établir des orientations à ce sujet* »⁷⁵. En séance à l'Assemblée nationale, le représentant du Gouvernement a insisté à de nombreuses reprises sur l'absence de hausse des tarifs consécutive à la NOME⁷⁶.

Demain, comme aujourd'hui⁷⁷, la conquête d'une grande part de la clientèle d'EDF servie au tarif bleu conduirait les fournisseurs alternatifs à perdre de l'argent. A la différence d'aujourd'hui, ils pourraient toutefois combiner l'ARENH à leurs ressources limitées à bas coûts⁷⁸ et conserver leurs clients déjà en portefeuille en perdant moins d'argent (1,5 million de sites pour une consommation de 7 TWh⁷⁹).

Par ailleurs, les coûts de changement de fournisseur pour un client, et d'acquisition de clients pour un fournisseur ne sont pas nuls. La NOME autorise les consommateurs à revenir aux tarifs de vente s'ils ne sont pas satisfaits des offres libres du marché. Cette possibilité de retour réduit le risque pris par les ménages, artisans et commerçants, mais ne supprime pas tous les coûts inhérents au changement de fournisseur ou de tarif (e.g., temps passé à la collecte d'informations et à la comparaison des différentes propositions). L'offre des nouveaux fournisseurs doit compenser ces coûts de changements sous la forme d'un prix moindre et/ou d'une qualité supérieure. A coût d'approvisionnement identique à celui de la branche commerce d'EDF, les fournisseurs alternatifs bénéficient sans doute d'un avantage lié à des coûts de commercialisation plus faibles que ceux de l'opérateur historique, car EDF est pénalisée dans ce métier par une masse salariale élevée.

Ou enfin, D. Paul «Le seul moyen pour que la concurrence s'établisse est l'augmentation des prix». Assemblée nationale, session ordinaire, deuxième séance du mardi 8 juin 2010, compte-rendu intégral, p. 7 p. 47.

⁷³ Voir par exemple l'échange suivant entre le député de la majorité Jean-Claude Lenoir, et le député de l'opposition, François Brottes : F.B «Si je comprends bien, [vous venez] d'annoncer, en creux, une augmentation significative des tarifs»/ J.-C. L. «Je proteste» / F.B. «Et le ministre l'a confirmé en convenant que l'on pouvait difficilement faire autrement»/ M. le Secrétaire d'Etat «Pas du tout». Rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 7, p. 93. Voir les interventions à l'Assemblée nationale lors de la séance plénière du 8 juin 2010 de F.-M. Gonnot (p. 7) et de P. Ollier (p. 32) indiquant que la NOME n'a pas pour effet d'augmenter les tarifs et celles de F. Brottes (p. 41 et 43), Gaubert (p. 45), D. Paul (p. 47 et 51), B Cazeneuve (p. 55), F. Massat (p. 5) et N. Dupont-Aignan (p. 12) défendant un point de vue contraire.

⁷⁴ Voir note 58.

⁷⁵ Les Echos, 14/05/2010

⁷⁶ Par exemple, lors des discussions en Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale (Rapport de l'assemblée nationale, supra note 16) : «Ces derniers jours, la thèse a couru que la loi NOME ferait augmenter les prix de l'électricité. Le ministre d'Etat y a répondu tout à l'heure, et je vous le confirme une nouvelle foi : non, la loi NOME ne va pas entraîner d'augmentation des tarifs de l'électricité. C'est parfaitement clair» (p. 89) ou encore M. le secrétaire d'Etat «Je réfute en commission et le répéterai en séance publique, le texte n'entraînera pas de modification tarifaire pour le client final» (p. 95). Par exemple aussi, lors de la discussion générale du projet (Assemblée nationale, session ordinaire, deuxième séance du mardi 8 juin 2010, compte-rendu intégral, p. 40) : A F. Brottes affirmant que «[L]es prix augmenteront mécaniquement et de façon significative», le ministre en charge de l'énergie Jean-Louis Borloo répond catégoriquement «Ce n'est pas vrai».

⁷⁷ Selon Wolfgang Anzengruber président du directoire de Verbund, entreprise propriétaire de Poweo (qui a perdu 93,5 millions d'euros en 2009) l'absence de réforme le forcerait à abandonner ses 400 000 clients de détail et à les rendre à l'opérateur historique (propos rapportés par D. Paul, Assemblée nationale, session ordinaire, deuxième séance du mardi 8 juin 2010, compte-rendu intégral, p. 49).

⁷⁸ Swap de Poweo avec EDF, accès via les enchères imposés par l'Autorité de la concurrence dans l'affaire Direct Energie, capacité hydroélectrique et nucléaire de GDF Suez.

⁷⁹ Intervention de M. de Ladoucette devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, Rapport de l'Assemblée nationale, supra, note 7, p. 16.

L'amélioration de la qualité peut, quant à elle, provenir d'offres innovantes concernant les formes contractuelles, la structure des tarifs et les services de gestion de la demande. Le rapport de la Commission Champsaur et l'Etude d'impact s'attendent à un essor sans précédent de l'innovation. Il est difficile de partager leur enthousiasme, au moins en ce qui concerne les 5 prochaines années. Le rythme de l'innovation reste en effet dépendant de la mise en place d'un marché des obligations de capacité, de la diffusion de compteurs d'électricité intelligents et de l'augmentation du prix de l'énergie dans les tarifs régulés de détail, trois évolutions qui prendront du temps. Il faut enfin tenir compte des dépenses commerciales (e.g., marketing, publicité) que devront consentir les fournisseurs pour conquérir de nouveaux clients. GDF Suez, qui dispose déjà d'un portefeuille de clients étoffé grâce à la fourniture de gaz, fait ici exception. Cette entreprise est également le seul fournisseur alternatif présent sur le marché qui ne soit pas exsangue. En résumé, la pénétration des fournisseurs concurrents d'EDF et l'essor des offres de marché ne peuvent de toute façon pas s'accélérer brutalement en raison des coûts non négligeables de changement et d'acquisition des clients.

Notons enfin que la plupart des concurrents d'EDF peuvent également servir le segment de marché des grands consommateurs, en particulier les clients ex TarTAM. Son caractère plus attractif peut détourner les efforts des fournisseurs alternatifs de la clientèle résidentielle. Le risque est alors que la plus grande part des 100 TWh d'accès régulé soit utilisée par les fournisseurs pour servir la clientèle industrielle, asséchant ainsi le volume disponible pour contester l'opérateur historique sur le segment de marché des petits consommateurs. Ce risque a bien été perçu par le législateur puisqu'il a tenu à ajouter que la répartition du volume d'ARENH entre les fournisseurs doit être réalisée, lorsque le plafond est dépassé, « de manière à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments de marché de détail »⁸⁰.

Après 2015

A cette date, le Gouvernement ne peut plus en principe refuser l'obstacle et reporter la forte hausse des tarifs de vente nécessaire pour combler l'écart défavorable aux fournisseurs alternatifs entre le tarif d'ARENH et la composante énergie de base et de semi-base du tarif de vente. Il doit être résorbé au 31 décembre 2015. Cette barrière ainsi levée, une concurrence effective pourrait s'instaurer sur le marché de détail des petits consommateurs. Un tel scénario suppose toutefois qu'il reste un volume d'accès régulé suffisant pour les servir au regard des besoins pour servir les grands consommateurs. Or, comme nous allons le voir, avant 2015, les fournisseurs alternatifs devraient avoir fortement développé leur activité sur le segment de marché des grands consommateurs, et ce dernier devrait après cette date rester encore plus rémunérateur que le segment des petits consommateurs.

En conclusion, pour les prochaines années, le Gouvernement tient encore en main le curseur à même de freiner ou d'accélérer la concurrence dans la fourniture d'électricité aux petits consommateurs. Son avis prévaut sur celui du régulateur jusqu'à 2013 (voir section 2) et il a jusqu'à fin 2015 pour réaliser le rattrapage des tarifs de vente sur le tarif d'ARENH. Par la suite, la NOME introduit une asymétrie entre les deux segments de marché, puisque seuls les petits consommateurs bénéficieront de tarifs de vente régulés, ce qui devrait continuer à le rendre moins attractif pour les fournisseurs alternatifs.

5.2 La concurrence sur le marché des grands consommateurs

A l'inverse de la partie précédente, la période la plus porteuse de bouleversements est celle qui va débiter en 2016.

⁸⁰ Article 1, titre III résultant de l'amendement 63 introduit par les députés, puis modifié sur la forme par les sénateurs (la version adoptée en première lecture à l'Assemblée indiquait « de manière à assurer le développement d'une concurrence équilibrée sur l'ensemble du marché de détail » (souligné par nous).

Au cours de cette première étape de la mise en oeuvre de la NOME, la concurrence devrait être forte, et ce sans attendre le rattrapage des tarifs de vente. En effet, à partir du 1^{er} janvier 2011, 3500 sites représentant une consommation de 72TWh dépendront uniquement, du fait de la disparition du TaRTAM, des offres de marché. Sur ce segment, les fournisseurs alternatifs pourront grâce à l'ARENH contester la position d'EDF. Leur part de marché, aujourd'hui de l'ordre de 38 %, devrait encore augmenter. Elle devrait atteindre assez vite au moins 50,1 % si EDF décide de se placer, comme beaucoup d'opérateurs historiques avant lui, sous la barre de la moitié du marché, seuil qui évite d'être considéré comme détenant *ipso facto* une position dominante. Tirant les leçons de la libéralisation dans les télécommunications, il est également probable qu'EDF ne cherche pas à freiner l'entrée en proposant à conditions identiques un prix plus faible que celui des concurrents. Un tel comportement pourrait être assimilé par l'Autorité de la concurrence à une pratique anticoncurrentielle.

La NOME serait perçue comme un échec si la concurrence se limitait uniquement aux clients ex TaRTAM. Une part de marché de 50,1 % correspond en effet à un volume d'ARENH de 28,8 TWh⁸¹, soit à peine le tiers du plafond.

La concurrence devrait cependant rapidement s'étendre au-delà. Au 31 décembre 2009, la CRE recensait (cf. tab. 1) 748.500 sites pour une consommation totale de 69 TWh s'approvisionnant déjà en offres libres. Il n'existe pas d'information publique sur ces offres, mais nous pouvons toutefois avancer qu'elles sont plus avantageuses que le TaRTAM. Sinon, les clients, comme ils en ont le droit, auraient basculé vers ce dernier. Le niveau de prix des offres libres pour la base devrait donc être au moins légèrement inférieur à celui de l'ARENH. Une partie significative de ce segment pourrait néanmoins être rapidement contestable. Beaucoup de ces contrats, en particulier les offres libres d'EDF, échoient en 2010⁸². De plus, la Commission européenne a récemment forcé l'opérateur historique à réduire la durée des contrats passés avec les consommateurs industriels. EDF s'est notamment engagée à remettre chaque année sur le marché 60 % des volumes totaux contractés⁸³. Rappelons que la part d'EDF sur ce segment de marché des offres libres représente 86 % de la consommation. Descendre en dessous de 50 % au profit des fournisseurs alternatifs conduirait à un volume consommé d'ARENH d'une trentaine de TWh⁸⁴.

Enfin, les tarifs jaune et vert doivent rattraper le niveau du tarif d'ARENH à l'échéance du 1^{er} janvier 2016. La probabilité que ce rattrapage soit effectif est sans commune mesure avec celle pour les tarifs de vente aux petits consommateurs. Le risque sur le plan électoral d'une augmentation de prix aux industriels est moindre que celui d'une augmentation affectant les ménages. De plus, les entreprises électro-intensives disposent d'une option alternative : les contrats de long terme d'Exeltium⁸⁵, pour se fournir en électricité nucléaire à des prix intéressants. Le rattrapage des tarifs jaune et vert devrait donc progressivement élargir encore la taille du marché accessible aux fournisseurs alternatifs. En volume, ce segment représente 157 TWh et les fournisseurs concurrents d'EDF en fournissent aujourd'hui 2 TWh, soit 1,2 %. Si leur part de marché grimpe à 10 % en 2015, le besoin d'ARENH correspondant est d'environ 15 TWh.

⁸¹ En supposant que 80 % de la consommation d'électricité des clients industriels peut donner droit à l'ARENH ($72 \times 0,8/2 = 28,8$).

⁸² A l'époque de leur signature, EDF n'avait guère de visibilité au-delà de la fin annoncée du TaRTAM et ne souhaitait donc pas s'engager sur une période plus longue.

⁸³ Cf. Communiqué de presse de la Commission européenne en date du 17 mars 2010, IP 10/290.

⁸⁴ La consommation des clients en offres libres est de 69 TWh ; en supposant que 80% des ces volumes auront accès à l'ARENH, une part de marché d'EDF de moitié est égale à 27,6 TWh ($69 \text{ TWh} \times 0,8/2$).

⁸⁵ Exeltium est une société réunissant les industriels électro-intensifs. Elle a établi un partenariat avec EDF pour obtenir des conditions d'approvisionnement en électricité nucléaire avantageuses, en contrepartie d'un partage de certains risques liés à la performance, au calendrier et au développement du parc de production d'EDF.

En additionnant les 3 segments de marché, les besoins des fournisseurs en ARENH s'élèveraient ainsi en 2015 à un peu plus de 70TWh. Au total, leur part de marché tous volumes d'électricité consommés par les grands consommateurs s'élèverait à 29 % contre 13 % aujourd'hui. Une telle croissance en 5 ans impose aux entreprises un rythme et un niveau d'effort très élevés. Le jeu en vaut sans doute la chandelle car, comme nous allons le voir, l'élimination définitive des tarifs et l'atteinte du plafond des 100 TWh peuvent être à l'origine d'un effet d'aubaine qui sera d'autant plus bénéfique au fournisseur alternatif qu'il détiendra une part de marché élevée.

Après 2015

Pour simplifier le propos, nous supposons ici que la demande des fournisseurs alternatifs en ARENH atteindra 100 TWh en même temps que les tarifs seront éliminés, soit le 31 décembre 2015. Nous supposons également que la puissance publique, voyant la demande croître ne décide pas d'augmenter le plafond. Si tel n'était pas le cas, le raisonnement qui suit reste le même, sauf qu'il s'appliquerait seulement à partir d'une date postérieure, celle pour laquelle les tarifs de vente sont éliminés et le plafond définitif est atteint. C'est l'effet de la conjonction de ces deux événements qui est intéressant à analyser.

L'atteinte du plafond alors que les tarifs de vente perdurent n'implique pas de bouleversements. Par construction, les tarifs de vente doivent refléter les coûts d'approvisionnement. Rien n'empêche le régulateur de tenir compte dans ses calculs que les besoins des clients des fournisseurs alternatifs ont dépassé 100 TWh. Il fera varier les tarifs jaune et vert tenant compte du fait qu'une proportion moindre de leurs approvisionnements se réalisera au prix d'accès régulé et une proportion plus grande au prix de marché. Si par exemple, les besoins de clients des fournisseurs alternatifs ne peuvent plus être couverts par l'ARENH qu'à hauteur de 70 % contre 80 % lorsque le plafond n'était pas atteint et si le prix de marché du gros est 20 % plus élevé que le tarif d'ARENH, le tarif de détail doit augmenter de 2 %. S'il augmentait plus, les fournisseurs alternatifs verraient leur marge gonflée, s'il augmentait moins la branche commerce d'EDF serait favorisée. En d'autres termes, l'atteinte du plafond n'empêche pas le régulateur de continuer de contrôler la marge des fournisseurs et de faire bénéficier les consommateurs industriels de tarifs proches des coûts.

Seule, l'élimination des tarifs jaune et vert n'apporte pas non plus de changements notables. Dès lors que le rattrapage a été réalisé, le prix de marché offert aux grands consommateurs post 2015 ne devrait pas être sensiblement éloigné des tarifs administrés de vente. Les grands consommateurs sont des acheteurs informés. Ils connaîtront le niveau du tarif d'ARENH, les prix de la pointe sur les marchés de gros et de capacité ainsi que les tarifs des réseaux. Ils ont en outre une idée assez précise des coûts de commercialisation des fournisseurs et savent les mettre en concurrence. Il est donc difficile d'imaginer que ces derniers puissent passer des prix incluant une marge élevée. Un fournisseur qui déciderait de fixer un prix éloigné de la somme des coûts précédents perdrait sa clientèle et donc son droit à l'ARENH. Notons que la perte de ce droit est coûteuse pour le fournisseur bien qu'il soit distribué gratuitement. En effet, comme le souligne l'Autorité de la concurrence ⁸⁶, la NOME ne facture aux fournisseurs alternatifs que l'usage du parc nucléaire, le droit d'accès lui-même est gratuit. Dit autrement, le tarif d'ARENH n'a pas de terme fixe, indépendant de l'électricité nucléaire soutirée par le fournisseur, il n'a qu'une composante variable selon l'énergie achetée. Dès lors que la demande des fournisseurs alternatifs excède le plafond de 100 TWh, l'accès devient une ressource rare et acquiert *ipso facto* de la valeur puisque la demande devient supérieure à l'offre.

⁸⁶ Avis de l'ADLC, *supra*, note 4, § 73 p. 13.

Cette pénurie permet d'expliquer intuitivement⁸⁷ pourquoi le plafond atteint et les tarifs de détail éliminés, le prix d'achat de l'électricité par les grands consommateurs bondira à un niveau proche du prix de l'électricité sur le marché de gros⁸⁸. En effet, tous les consommateurs, soit un besoin d'environ 240 TWh (300 TWh*0,8 allouables par ARENH), souhaiteront être fournis sur le quota des 100 TWh. Mais comment répartir cette quantité bon marché presque trois fois inférieure à la demande autrement qu'en faisant jouer la concurrence entre consommateurs ? Et donc avec pour point d'aboutissement un prix proche de l'approvisionnement alternatif, à savoir l'achat sur le marché de gros. Tous les consommateurs industriels achèteront finalement leur électricité au prix de ce marché plus le coût variable de commercialisation. En d'autres termes, si l'ARENH est fixé à, disons, 45 €/MWh, les grands consommateurs achèteront leur électricité à un prix de marché qui sera très supérieur, disons, 90 €/MWh. D'où un effet d'aubaine pour les fournisseurs alternatifs se partageant les 100 TWh.

Ainsi, les tarifs éliminés et le plafond dépassé, les entreprises situées en France n'obtiendront plus leur électricité moins cher que leurs voisins en Allemagne ou en Belgique, tandis que les fournisseurs alternatifs verront leur profit considérablement augmenter. Par construction, la NOME aboutit à une situation pour les industriels qui est similaire à l'absence de régulation amont d'accès et à un partage d'une partie de la rente nucléaire au profit des fournisseurs alternatifs. Sur ce segment de marché, ni l'objectif de maintien du bénéfice du choix passé de la France en faveur du nucléaire, ni l'objectif d'absence d'effet d'aubaine ne seront remplis par la NOME.

Il semble que les concepteurs de la NOME n'aient pas eu conscience qu'un tel mécanisme se mettrait en oeuvre en 2016⁸⁹. A moins qu'ils l'aient exclu en se fondant sur des hypothèses *ad hoc* liées au comportement d'EDF ou du régulateur.

En effet, notre précédent raisonnement suppose qu'EDF se comporte comme une entreprise ordinaire et tend donc à maximiser son profit. Elle n'a alors aucun intérêt à enrayer le basculement du marché vers un niveau proche du prix de gros. Au contraire, elle profite également de l'aubaine de l'élimination des tarifs et de l'atteinte du plafond. Légalement, elle n'est pas non plus empêchée de relever ainsi ses prix de vente. La NOME l'oblige à vendre les 100 TWh au coût complet, mais ne lui impose aucune obligation sur le prix du reste de sa production disponible pour l'exportation ou pour le marché organisé ou OTC⁹⁰. EDF n'a donc de raison ni économique, ni juridique à s'opposer au basculement.

EDF n'est cependant pas tout à fait une entreprise ordinaire, en particulier parce que son principal actionnaire est l'Etat. Il n'impose pas une contrainte dure à ses dirigeants de création de valeur. Les concepteurs de la NOME parient peut être qu'EDF ne cherchera pas à profiter de l'aubaine en 2016 pour ne pas aller contre la forte volonté politique de son actionnaire à maintenir des prix de l'électricité bas pour les grands consommateurs. Sa position sur ce marché fait d'elle un *price-maker*. Si EDF, alors que les tarifs de détail sont éliminés, décide de vendre à ces clients à un prix proche de l'ARENH, les fournisseurs concurrents ne pourront pas faire autrement que de s'aligner ; ils ne

⁸⁷ Voir Maillard (2010).

⁸⁸ Pour une analyse plus élaborée, voir Lévêque et Saguan (2010).

⁸⁹ L'Etude d'impact (supra, note 20, p. 37) affirme ainsi que « *La mise en place d'un accès régulé à l'électricité de base accompagné du maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs et d'une disparition progressive des tarifs réglementés pour les industriels [assure le] transfert le plus direct possible [...] de la compétitivité du parc nucléaire historique vers le consommateur final d'électricité* ». Elle chiffre le gain apporté par la NOME aux industriels en comparaison d'un scénario de dérégulation (i.e., ni tarif régulé de détail, ni tarif régulé d'accès) entre 1,2 et 3,5 milliards d'euros.

⁹⁰ Notons que le prix d'équilibre sur le marché de détail des grands consommateurs n'est pas le reflet d'un comportement anticoncurrentiel d'EDF ou de l'ensemble des fournisseurs. Il laisse une rente aux fournisseurs, mais celle-ci est due à un phénomène de rareté de capacité et non à une restriction unilatérale ou collusive des quantités offertes.

bénéficieront alors pas d'une partie de la rente nucléaire. Soulignons, à l'instar de Finon (2010), qu'EDF est alors une *price-maker* très particulier, puisqu'elle chercherait à faire baisser les prix et son profit⁹¹ au lieu de les augmenter !

Un autre scénario aboutissant au maintien de prix bas pour les consommateurs industriels repose sur une règle d'allocation de l'ARENH qui maintient, une fois le plafond dépassé, une incitation pour les fournisseurs alternatifs à vendre à un prix proche de la moyenne de leur coût d'approvisionnement. L'autorité de régulation qui alloue les volumes aux fournisseurs leur imposerait, par exemple, plus ou moins explicitement de les revendre à un prix proche à leurs clients sous peine de se voir abaisser leur quota le semestre ou l'année suivante.

En conclusion, contrairement à ce qui est prétendu, la NOME n'évite pas par construction un transfert de la rente vers les fournisseurs au détriment de tous les consommateurs. Seuls les petits consommateurs restent protégés contre ce phénomène car le maintien des tarifs régulés de détail parallèlement au tarif d'ARENH permet au régulateur de contrôler la marge des fournisseurs. Bien entendu, à l'approche du plafond et de la date d'élimination des tarifs jaune et vert, il est probable que le Gouvernement, anticipant une hausse du prix de l'électricité pour les industriels et des profits pour les fournisseurs, intervienne pour la contrecarrer. Il pourrait, par exemple, modifier la NOME ou même faire adopter un nouveau dispositif de régulation du marché électrique. La loi qui vient d'être votée n'est pas forcément immuable pour les 15 prochaines années.

6. L'investissement efficace en production

Evaluer l'effet de la NOME sur les investissements en production d'électricité est un exercice aussi essentiel à mener qu'il est difficile à réaliser.

Il est essentiel car - la NOME laissant peu de place au marché - l'investissement futur sera fondamentalement orienté par la régulation. Les prix de détail resteront en grande partie administrés, le prix de gros de l'électricité nucléaire sera largement régulé et les fournisseurs seront soumis à des obligations de capacité. Seuls les prix à l'importation et à l'exportation, les prix aux grands consommateurs dans cinq ans et les prix de gros de l'électricité de pointe (y compris les prix de capacité) devraient être déterminés par le mécanisme de marché.

L'exercice est néanmoins difficile car nous ne connaissons ni le niveau du tarif d'ARENH et sa méthode de calcul, ni les évolutions à venir des tarifs administrés de détail tant pour les petits que pour les grands consommateurs ; de même, nous ne connaissons ni le volume de l'obligation de capacité qui sera imposée par la puissance publique, ni l'architecture de marché de capacité qui sera retenue.

Notons que les auteurs de l'Etude d'impact semblent avoir réussi à s'affranchir de cette absence de données-clefs. Ils prévoient avec certitude que les investissements tant d'EDF⁹² que de ses

⁹¹ Dans une configuration de duopole de Stackelberg dans laquelle EDF est le leader et doit céder une partie de sa production à bas coût à son rival, Anna Creti (2010) montre également qu'il n'y a pas d'effet d'aubaine pour le suiveur. Ici EDF maximise pourtant bien son profit en tant que *price-maker*. Cette apparente contradiction avec notre raisonnement s'explique par l'absence de rente de rareté dans son modèle. Les profits sont dus au caractère imparfait de la concurrence et non à l'existence d'une sous-capacité de production nucléaire à bas coût.

⁹² « La régulation proposée [...] garantit le financement de l'ensemble des investissements qui seront nécessaires sur le parc nucléaire historique afin d'en améliorer la performance voire en allonger la durée d'exploitation » Etude d'impact, supra, note 20, p. 30.

concurrents⁹³, pour la base, pour la pointe comme pour l'effacement, seront réalisés au bon moment et à la bonne dimension⁹⁴. Cette certitude repose en fait sur l'hypothèse d'une régulation parfaite (e.g., les tarifs, donc les signaux envoyés aux agents économiques, ne sont entachés d'aucune erreur ; la conception du marché de capacité est sans défaut) et d'une loi durable fixant des règles du jeu stables jusqu'en 2025, et apportant ainsi une grande visibilité aux décisions d'investissement des opérateurs.

Il n'est pas possible de reprendre ces hypothèses exagérément optimistes. L'analyse économique de la régulation tant théorique qu'empirique a mis en évidence le caractère nécessairement imparfait de l'intervention publique en général et de la tarification administrée en particulier. De plus, la NOME est un dispositif qui présente intrinsèquement une forte instabilité.

6.1 Le caractère instable de la nouvelle loi

La stabilité du cadre juridique et réglementaire du secteur électrique est un facteur déterminant pour les investissements. Leur durée de vie est très longue et ils engagent des coûts irréversibles. Ils sont donc très vulnérables à des retournements du marché comme de la régulation. Une fois l'investissement réalisé, si l'opportunisme du régulateur ou du gouvernement n'est pas bridé, les opérateurs peuvent se voir imposer des tarifs qui ne leur permettent pas de récupérer ex post leurs coûts fixes. En d'autres termes, les investisseurs ont besoin de sécurité juridique et la versatilité de la régulation renchérit et freine l'investissement.

La NOME présente trois sources d'instabilité : (i) l'insuffisante indépendance du régulateur (ii) la complexité et le caractère évolutif du dispositif (iii) le risque d'une incompatibilité avec le droit européen.

La nouvelle loi maintient le pouvoir partagé entre le Gouvernement et le régulateur pour la fixation des tarifs administrés de l'électricité. Le prochain décret précisant la méthode de calcul du tarif d'ARENH fixant son niveau de départ sera élaboré par les services du ministère en charge de l'énergie et finalisé par le Conseil d'Etat, la Commission de régulation de l'énergie ne donnant qu'un avis. Le tarif sera ensuite chaque année arrêté par les Ministres en charge de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE. Ce *modus operandi* est en place depuis la naissance en 2000 de l'autorité sectorielle. Il n'a pas été modifié alors que la CRE a acquis une expertise et des compétences reconnues en matière de tarification et d'évaluation des coûts. La nouvelle loi offrait l'occasion de donner un pouvoir complet sur les tarifs à une autorité devenue mature⁹⁵. L'intervention du pouvoir exécutif sur les prix de l'électricité n'ayant pas été supprimée, les tarifs d'ARENH et de détail resteront influencés par l'agenda politique et les préoccupations électorales des futurs gouvernements. Celles-ci jouent contre les hausses de tarifs⁹⁶. Les précédents⁹⁷ tendent en effet à montrer que le personnel politique français est très attaché à les éviter et n'hésite pas à intervenir

⁹³ « *L'obligation de capacité incitera les acteurs à exploiter tous les gisements d'effacement. Si nécessaire, ils seront incités à investir dans de nouvelles capacités d'effacement ou de production de pointe. [...] L'obligation de capacité fera des fournisseurs alternatifs des acteurs à part entière assumant leurs responsabilités quant au bon fonctionnement électrique* ». Etude d'impact, supra, note 20, p. 28

⁹⁴ « *La réforme envisagée permettra de clarifier les signaux économiques, d'inciter à une meilleure maîtrise de la demande en électricité et contribuera à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements* » Etude d'impact, supra, note 20, p. 49.

⁹⁵ Mais dont la gouvernance est instable. La composition du collège a été modifiée 3 fois par la loi, dont la dernière a introduit en 2006 2 membres du collège représentant des consommateurs. La NOME prévoit une quatrième modification dont la suppression de ces représentants, ce qui élimine bien entendu un des freins à l'augmentation des tarifs.

⁹⁶ Voir note 69 à propos de l'intervention de M. Ladoucette, président de la CRE, devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale du 12 mai 2010 et les réactions qu'elle a enclenchées.

⁹⁷ Le tarif du gaz est un bon exemple. Le Gouvernement français est intervenu à plusieurs reprises pour bloquer ou réduire les augmentations des tarifs de détail de GDF, alors mêmes qu'elles découlaient directement d'une formule d'ajustement qu'il avait entérinée. Sur le long terme, les tarifs du gaz n'ont pas permis de rémunérer les dépenses de l'opérateur historique (de Muizon et Sagan, 2009).

dans ce sens. En conclusion, la NOME ne réduit pas le pouvoir discrétionnaire du pouvoir politique sur les tarifs de l'électricité, ce qui risque d'empêcher des hausses pourtant strictement liées aux coûts, et par conséquent de freiner les investissements.

La complexité de la NOME, liée notamment à l'emboîtement des tarifs (e.g., tarifs d'ARENH entrant dans la composition d'une partie des tarifs de détail) et à la superposition des dispositifs (e.g., contrôle des prix, contrôle des volumes, obligations de capacité) tend à multiplier les failles de la régulation et les erreurs. Les premières offrent autant de points d'entrée aux entreprises régulées, mais aussi au pouvoir politique, pour détourner ou contourner la régulation conformément à leurs intérêts. Les secondes retardent l'atteinte des objectifs. Les deux appellent des replâtrages qui modifient sans cesse la régulation. Ce caractère évolutif de la régulation est renforcé ici par la volonté affirmée de lui donner une dimension dynamique⁹⁸ : la mise en cohérence des tarifs de détail et du tarif d'ARENH doit être progressive jusqu'à fin 2015, date de l'élimination des tarifs jaune et vert ; des points d'étape pouvant conduire à de profonds ajustements sont prévus sous la forme d'un bilan présenté tous les 5 ans par le Gouvernement au Parlement sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de concurrence⁹⁹ ; des options sont ouvertes, celle, par exemple, introduite par les parlementaires¹⁰⁰ permettant en 2015 au Gouvernement de proposer une diminution progressive du volume accessible aux fournisseurs alternatifs ainsi qu'une ouverture à leurs participations à certains investissements d'EDF. Ce caractère évolutif et adaptatif de la régulation est notamment rendu nécessaire par la longue portée dans le temps - 15 ans - que veulent lui donner ses concepteurs. Plus la régulation prévue est longue, moins elle doit être figée, car plus grandes sont les incertitudes sur les techniques, la demande, et les conditions économiques générales ; mais, moins elle est figée, moins elle offre de sécurité et de stabilité aux agents économiques¹⁰¹. Ainsi, paradoxalement, un plus grand horizon de temps de la régulation n'est pas forcément synonyme de plus grande visibilité pour les entreprises.

L'incertitude sur la compatibilité de la NOME avec le droit européen de l'énergie et de la concurrence est une troisième source d'instabilité. Il faut lui consacrer une section à part entière car la question est cruciale. Comme le souligne le Sénateur Philippe Marini, « *le premier facteur de succès [de la NOME], déterminant, est [s]a conformité au droit communautaire. Dans le cas contraire, évidemment, [elle] ne servirait à rien et l'ouvrage devrait, très vite, être remis sur le métier* »¹⁰².

6.2 Le risque de non-conformité de la NOME au droit de l'Union européenne

Il ne fait guère de doute que la NOME tourne le dos à certains grands principes du droit européen de l'énergie et de la concurrence. En revanche, il ne va pas de soi qu'elle enfreigne tel ou tel article et soit jugée pour partie non conforme avec le Traité de l'Union. Distinguons donc ici trahison de l'esprit et infraction à la lettre.

Comme nous l'avons brièvement mentionné - et comme nous le détaillerons ci-après - le tarif d'ARENH à l'électricité nucléaire ne peut bénéficier qu'aux consommateurs de la métropole. En simplifiant, les fournisseurs s'approvisionnant à cette électricité bon marché pour un volume de X MWh sont tenus de montrer que leurs clients localisés en France consomment X MWh. La NOME est conçu de sorte qu'il est exclu qu'une entreprise située du côté de la frontière allemande ou belge,

⁹⁸ « *Des bilans périodiques [sont prévus] pour mettre en oeuvre une régulation évolutive et dynamique au sein de ce nouveau cadre de fonctionnement du marché de l'électricité* » Exposé des motifs, supra, note 18, p. 5.

⁹⁹ Article 1, titre VII de la loi NOME.

¹⁰⁰ Voir note 49.

¹⁰¹ Voir Holburn et Spiller (2002)

¹⁰² Rapport du Sénat n°617 du 6 juillet 2010, Avis présenté par M. Philippe Marini au nom de la commission des finances.

puisse bénéficier des mêmes conditions d'approvisionnement que leurs consœurs situées du côté français.

Cette restriction territoriale va à l'encontre de la construction du marché intérieur voulu par le droit européen de l'énergie et de l'intégration des marchés, un des objectifs du droit européen de la concurrence.

L'ouverture à la concurrence dans le secteur électrique a démarré en 1996 avec l'adoption de la première directive européenne sur l'énergie. Elle ne vise pas uniquement à libéraliser les marchés, c'est-à-dire à promouvoir la compétition dans la production et la fourniture d'électricité. L'objectif de long terme est de créer un large marché européen de l'électricité et du gaz commun aux Etats membres. La juxtaposition de marchés nationaux, chacun concurrentiels mais relativement indépendants les uns des autres, n'est pas le point d'aboutissement recherché. La nécessité de l'intégration est notamment rappelée dans la Directive du 13 juillet 2009¹⁰³. Elle précise dans son premier article que les règles communes concernant les activités du secteur électrique qui s'imposent à chaque Etat membre sont édictées « en vue de l'amélioration et de l'intégration [souligné par nous] des marchés de l'électricité compétitifs dans la Communauté ». L'adoption de la NOME conduit au contraire à isoler une partie du marché électrique français du marché de gros de la plaque continentale. Elle soustrait des volumes à ce marché qui s'était progressivement élargi et accroît la part des volumes échangés dans un cadre réglementé strictement national¹⁰⁴.

Il faut de même rappeler que la protection de la concurrence à travers la lutte contre les pratiques de collusion et d'exclusion des entreprises n'est pas l'unique objectif du droit de la concurrence européen. Il participe également à la réalisation du marché intérieur en combattant les pratiques des entreprises qui cloisonnent les marchés nationaux et les actions des Etats membres de soutien aux entreprises qui distordent la concurrence au détriment d'autres Etats membres. La Commission s'est ainsi appuyée à plusieurs reprises sur le droit de la concurrence pour dénoncer des clauses de destination dans les contrats entre producteurs et fournisseurs. Ces restrictions territoriales qui limitent l'usage du bien acheté, en particulier sa revente, ont été condamnées à multiples reprises dans le secteur du gaz¹⁰⁵. Il n'est pas sûr, comme nous allons le voir, que le dispositif qui conduit à l'impossibilité pour les entreprises en Allemagne ou en Belgique de bénéficier indirectement de l'ARENH puisse être qualifié de clause de destination ou d'aide d'Etat. Dans l'esprit cependant, la NOME tourne bien le dos au principe de non-cloisonnement des marchés. De même, elle trahit le principe de libre circulation des marchandises au sein de l'Union européenne, mais elle n'est pas avec certitude condamnable au titre des restrictions à l'exportation.

En effet, la NOME n'interdit pas expressément aux fournisseurs qui bénéficieront de l'ARENH d'approvisionner des clients hors du territoire national avec les volumes qu'ils ont achetés. Elle supprime simplement leur incitation à le faire en instaurant un complément de prix. En cas de dépassement du volume qui leur a été attribué en fonction de leur portefeuille de clients nationaux, ils devront payer la différence entre le tarif d'ARENH et le prix observé sur le marché. Le complément de prix supprime ainsi le gain à la vente sur d'autres débouchés. En fait, il pourrait même aller au-delà et dissuader les fournisseurs plutôt que de les rendre simplement indifférents entre les deux options. La NOME précise en effet que le complément de prix sera au moins égal à l'écart entre le tarif

¹⁰³ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité en abrogeant la directive 2003/54/CE, JOCE L 211 du 14 août 2009, p. 55-93.

¹⁰⁴ Voir EPEX (2010).

¹⁰⁵ Voir, par exemple, les décisions contre GDF (Affaires COMP/38.662 - GDF/ENI et COMP/38.662 - DF/ENEL, décisions du 26 octobre 2004) et l'annulation des clauses de destination des contrats de Sonatrach (Communiqué de presse IP/04/1310 du 26 octobre 2004, « La Commission confirme que les clauses territoriales dans le secteur gazier restreignent la concurrence »).

administré et le prix observé¹⁰⁶. Le niveau de l'éventuelle dissuasion en cas de dépassement ne sera connu que d'ici quelques mois avec la publication du décret en Conseil d'Etat précisant les modalités du calcul du complément de prix. Par ailleurs, La NOME prévoit un mécanisme de sanction spécifique en cas d'abus du droit d'accès¹⁰⁷. Un fournisseur achetant une quantité substantiellement supérieure à celle nécessaire à l'approvisionnement de sa clientèle métropolitaine risque d'écooper d'une sanction d'un montant représentant jusqu'à 8 % de son chiffre d'affaires. En résumé, il n'y a pas de clause de destination explicite, mais la règle d'attribution des volumes selon la clientèle en France, le contrôle exercé *a priori* et *a posteriori* par la CRE sur ces volumes, le complément de prix et le mécanisme de sanction se combinent pour former *de facto* une restriction territoriale.

La NOME risque-t-elle pour autant d'être invalidée par les institutions communautaires ?

Du côté de la Commission européenne, gardienne des traités, le risque est, semble-t-il, relativement limité. Le Gouvernement français a pris soin d'informer et de dialoguer à l'avance avec les Commissaires en charge de la concurrence et de l'énergie. Le Premier Ministre, François Fillon, a exposé à Neelie Kroes dans une lettre datée du 15 septembre 2009 (avec copie à Andris Peibalgs) le dispositif d'accès régulé et d'extinction progressive des tarifs pour les grands consommateurs. La description donnée est très complète : elle précise le mécanisme du complément de prix, chiffre le plafond du volume accessible (i.e., 100 TWh), et détaille les étapes et le calendrier. Le Premier Ministre prend soin de souligner que le dispositif d'accès sera ouvert sans discrimination à tous les opérateurs européens¹⁰⁸, qu'il n'interdit pas la revente et ne limite pas les exportations¹⁰⁹. Dans sa lettre de réponse signée conjointement avec le Commissaire en charge de l'énergie, Neelie Kroes indique que les principes généraux de l'accès régulé semblent correspondre au droit communautaire et que les conditions seraient en principe réunies pour que les tarifs de détail pour les grands consommateurs maintenus de façon transitoire jusqu'en 2015 soient compatibles au regard des règles aides d'Etat du traité. La Commissaire de la concurrence se garde bien pour autant d'accorder un blanc-seing au gouvernement français. Elle insiste à plusieurs reprises sur la nécessité de respecter intégralement les principes et engagements mentionnés par le Premier Ministre dans sa lettre et sur les problèmes de conformité avec le droit communautaire que pourraient soulever les modalités techniques de leur mise en oeuvre, notamment au regard des règles relatives à la libre circulation des marchandises¹¹⁰. Selon la rumeur¹¹¹ cette prudence serait uniquement dictée par des considérations

¹⁰⁶ « [L]e complément, qui tient compte du coût de financement lié au caractère différé de son règlement, est au moins égal à la partie positive de l'écart moyen entre les prix observés sur les marchés et le prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » Article 1, titre V de la loi NOME.

¹⁰⁷ L'abus du droit d'accès est défini comme « tout achat d'électricité nucléaire historique dans le cadre du dispositif d'accès régulé à celle-ci sans intention de constituer un portefeuille de clients y ouvrant droit, en particulier tout achat de quantités d'électricité nucléaire historique excédant substantiellement celles nécessaires à l'approvisionnement de sa clientèle et sans rapport avec la réalité du développement de son activité et les moyens consacrés à celui-ci, et plus généralement toute action participant directement ou indirectement au détournement des capacités d'électricité nucléaire historique à prix régulé ». Article 7, titre VII de la Loi NOME.

¹⁰⁸ « Le régulateur [...] serait chargé de calculer le volume d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique [...] de façon claire, transparente et non discriminatoire [...].Le dispositif sera en particulier ouvert à tout opérateur, en particulier européen qui souhaite débiter une activité de fourniture de détail en France ». Lettre de F. Fillon, supra, note 14, p. 2

¹⁰⁹ Après avoir décrit le complément de prix, François Fillon indique que « Le dispositif ne limiterait en aucune manière la potentiel d'exportation d'électricité, puisque les fournisseurs qui auront acquis des volumes d'électricité de base resteront libres de les revendre à des clients finals en France ou sur d'autres marchés [souligné par nous] ». Lettre de F. Fillon, supra, note 14, p. 2.

¹¹⁰ Lettre des commissaires Neelie Kroes et Andris Piebalgs à François Fillon, Bruxelles, 15 septembre 2009. Voir, par exemple : « Si les principes généraux de l'accès régulé à la base, détaillés dans votre courrier, nous apparaissent correspondre au droit communautaire, nous tenons par ailleurs à attirer votre attention sur l'importance des modalités techniques qui seront déclinées à partir de ces principes généraux. Il est en effet nécessaire d'éviter que ces modalités techniques [...] s'écartent des principes généraux et contreviennent de ce fait, par certains de leurs aspects, au droit communautaire et, en particulier aux règles relatives à la concurrence et au fonctionnement du marché intérieur. Nous pourrions notamment citer à cet égard des dispositions de l'article 29 du Traité CE ». p. 3 ; ou encore « Tous les principes et engagements mentionnés dans votre courrier, y compris la non-existence de restrictions à l'exportation de l'électricité concernée par le dispositif qui seraient incompatibles avec la libre-circulation de marchandises sont cruciaux

institutionnelles ; un accord politique entre le gouvernement et la Commission aurait été trouvé, excluant que Bruxelles engage une procédure contre la France sur la NOME et saisisse la Cour de Justice Européenne.

Mais la Cour de Justice peut être saisie au travers d'autres canaux. Même si la rumeur précédente était fondée, le risque de remise en cause du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire (ou d'un autre volet) de la NOME n'est pas nul. Un fournisseur s'estimant mal servi en droit d'accès ou une entreprise grande consommatrice d'électricité ne bénéficiant pas d'un prix comparable à celui de son principal concurrent en France peuvent, bien entendu, construire et déposer une plainte.

Les plaignants pourraient notamment invoquer une infraction à l'article 35 ou à l'article 101 du TFUE. Le premier prohibe les restrictions quantitatives à l'exportation ainsi que toute mesure d'effet équivalent. Il vise « toute réglementation des Etats-membres susceptibles d'entraver directement ou indirectement, actuellement ou potentiellement, le commerce intra-communautaire »¹¹². Le plaignant pourrait ici arguer que la NOME crée de fait une clause qui entrave les exportations et est donc susceptible de violer l'article 35. Il faut toutefois noter que le Traité autorise des restrictions d'exportation pour des raisons d'ordre public ou de sécurité publique¹¹³. Le Gouvernement français pourrait faire valoir auprès du juge européen que la clause de complément de prix et les autres éléments restreignant la revente de l'électricité sont indispensables pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs sur le territoire national. Supposons que les fournisseurs alternatifs contractent toute leur électricité achetée au tarif ARENH auprès de clients hors de France et saturent les exportations à chaque heure, une partie des 100 TWH ainsi vendus pourrait venir à manquer pour répondre à la demande nationale. L'argument pourrait porter, car la sécurité énergétique comme le choix du mix énergétique relève de la souveraineté des Etats.

Une infraction au droit de la concurrence à travers l'article 101 du TFUE pourrait aussi être avancée par un plaignant. Cet article dans son paragraphe 1 permet de condamner les accords qui ont pour objet ou pour effet de cloisonner le marché intérieur, en particulier du fait de restrictions à la revente. Le succès de ce moyen reste cependant incertain. Il vise en principe les accords entre entreprises qui ont voulu entrer en relation et signer le contrat qui les lie. Les contrats d'échange d'électricité au tarif d'ARENH qui seront passés entre le monopole historique et les fournisseurs alternatifs sont imposés à EDF. De plus, aucun des deux signataires ne négocie le prix de cession - car il est arrêté par le Ministre - ou le volume cédé - qui est fixé par la CRE. La jurisprudence a été établie dans des affaires où les entreprises avaient librement négociés et conclu les accords en cause ; en droit, elle pouvait au demeurant s'abstenir. Par ailleurs, l'article 101 dans son paragraphe 3 prévoit des conditions d'exemption. Une restriction de revente de l'électricité achetée au tarif d'ARENH pourrait les remplir, en particulier dans la mesure où elles sont indispensables au développement de la concurrence sur le marché français et où ce dernier est bien un progrès économique qui bénéficie aux consommateurs.

Au lieu d'offrir un cadre de longue durée pour les investissements, les opérateurs, en cas de plainte, devront attendre quelques années que la situation soit tranchée sur le plan juridique.

6.3 Les incitations à investir efficacement

» p. 3 ; ou enfin « [L]a Commission ne peut que se réserver le droit d'examiner la situation en détail dans le futur s'il apparaissait que les principes et engagements que vous avez énoncés ne se traduisaient pas intégralement dans les faits ou bien si des problèmes de conformité au droit communautaire apparaissaient dans la déclinaison des modalités ». p. 4.

¹¹¹ Voir Finon (2010), note de bas de page 20.

¹¹² CJCE, 11 juillet 1974, aff. 8/74, Dassonville, Rec. CJCE, p. 837.

¹¹³ «Les dispositions [de l'article 35] ne font pas obstacle aux interdictions ou restrictions d'importation, d'exportation ou de transit, justifiées par des raisons de moralité publique, d'ordre public, de sécurité publique, de protection de la santé [...]». TFEU, article 36.

Un trop grand nombre d'inconnus empêche d'anticiper les effets de la NOME sur les investissements. Nous en avons souligné les principaux dans l'introduction de cette partie. Donnons ici deux exemples simples avant de montrer qu'il est possible en revanche d'analyser les distorsions d'incitation créées par la nouvelle loi.

Les investissements d'EDF, qu'il s'agisse de prolonger la durée de vie des centrales de son parc ou de construire de nouveaux réacteurs, dépendront des multiples tarifs réglementés qui encadrent ses ventes en gros et au détail. Nous ne les connaissons pas. Mais même si nous les lisions dans une boule de cristal, ces données ne seraient pas suffisantes car il faudrait aussi connaître les coûts. Impossible sinon de savoir, par exemple, dans quelle mesure un tarif d'ARENH de 45 €/MWh laisse une marge suffisante pour qu'EDF réalise les investissements de jouvence de ses centrales. Rappelons qu'ils se chiffrent à plus d'un demi-milliard d'euros par réacteur.

Deuxième exemple, l'effet d'aubaine aura-t-il lieu ? Comme nous l'avons vu, la NOME devrait déboucher après 2015 sur des prix de détail basés sur les prix de gros du marché continental. Cette perspective devrait stimuler tant les investissements d'EDF que ceux des fournisseurs alternatifs. Inversement, si le Gouvernement, conscient de cet effet conjoint de l'élimination des tarifs jaune et vert et du plafond de 100 TWh, signale qu'il agira à temps pour empêcher le transfert d'une partie de la rente nucléaire au producteur et aux fournisseurs, l'incitation ouverte par l'effet d'aubaine disparaît.

En revanche, la NOME crée des déséquilibres dans les investissements qui peuvent d'ores et déjà être identifiés.

Le premier de ces déséquilibres concerne le choix d'EDF entre investir pour prolonger la durée de vie des centrales ou construire de nouveaux réacteurs. La NOME introduit ici une asymétrie puisque l'accès réglementé est circonscrit, comme son nom l'indique, à l'électricité nucléaire historique. A terme, il y aura donc un double régime¹¹⁴ : le marché libre pour la production des nouveaux réacteurs, le marché administré¹¹⁵ pour les anciens réacteurs. Ce double régime devrait déplacer l'équilibre vers la construction de nouvelles centrales. En l'absence d'intervention de l'Etat sur les prix de l'électricité, les investissements de jouvence l'emportent sur la construction de nouveaux réacteurs. Ils sont en effet beaucoup plus rentables d'un point de vue économique. Ils conduisent à un coût par MWh imbattable par n'importe quel type de centrale neuve, qu'elle fonctionne à l'uranium enrichi, au gaz ou au charbon. Sur le plan financier, et par rapport à une nouvelle centrale nucléaire, les sommes risquées par réacteur sont moindres ; la dérive des coûts et des délais plus facile à maîtriser ; enfin, l'horizon à prendre en compte pour les prévisions des recettes est de 15-20 ans, contre plus de 50 ans pour un nouveau réacteur. Bref, la prime de risque est moins élevée et le coût du capital plus faible. Les financiers sont plus rassurés que face à une décision de construction qui commence à rapporter de l'argent 5 ans après la pose de la première pierre et dont l'amortissement s'étale sur plus d'un demi-siècle.

Avec la NOME, l'équation économique change du tout au tout. Pour EDF, l'avantage-coût de la prolongation de la durée de vie des réacteurs par rapport à la construction d'une centrale thermique ou nucléaire disparaît. Du fait de la NOME, le différentiel profitera au consommateur et non à l'opérateur historique. La régulation tarifaire de l'ARENH devrait être en effet de type *cost-plus* avec un taux de rémunération du capital calculé au plus juste. Si l'investissement est plus performant que

¹¹⁴ Cette dualité sera difficile à gérer car l'origine des électrons fournis aux consommateurs n'est pas traçable et tous voudront bénéficier de l'approvisionnement qui est le plus avantageux.

¹¹⁵ *Stricto sensu* le marché administré se limite à la production d'électricité vendue aux fournisseurs alternatifs, soit au plus 100 TWh. Cependant, le niveau de l'ARENH se reflètera bien au-delà de ce segment. Intégré dans les prix réglementés de détail, il s'imposera comme prix de référence de l'électricité de base de la totalité des offres administrées. Pour les offres de marché, il jouera également un rôle directeur, puisqu'il sera connu des consommateurs et est présent comme le niveau de prix couvrant les coûts du producteur. Dans les faits, seule la production du parc historique destinée à l'exportation pourrait ne pas être influencée par la fixation administrée du prix de l'ARENH.

prévu, la totalité du profit additionnel devrait être reprise par le régulateur à travers le tarif et redistribuée ainsi au consommateur. L'incitation à investir de façon plus efficace disparaît¹¹⁶. Sur le plan financier, en revanche, les termes de l'arbitrage ne changent pas fondamentalement la donne¹¹⁷, le coût de capital reste beaucoup plus élevé pour la construction d'une nouvelle centrale que pour le prolongement de la durée d'une centrale existante. La résultante économique-financière, et donc le nouveau point d'équilibre de l'arbitrage entre investir dans la prolongation ou dans le neuf, est déplacé par la NOME du côté des centrales nouvelles.

Le second déséquilibre concerne l'investissement dans la production électrique de base et semi-base des fournisseurs alternatifs. L'arbitrage porte ici entre, d'une part, un approvisionnement garanti par le législateur, avec un risque de prix et de volume faible, et, d'autre part, un approvisionnement plus aléatoire car comportant un risque industriel. Le volume d'accès est prélevé sur l'ensemble du parc historique d'EDF. Une défaillance technique dans une centrale n'a donc pas d'incidence sur l'approvisionnement régulé des fournisseurs. Les risques d'exploitation sont portés en totalité par EDF. A l'inverse, en décidant d'investir dans sa propre centrale, le fournisseur subira le risque industriel lié à la construction et à l'exploitation. Par ailleurs, le niveau de l'ARENH devrait longtemps¹¹⁸ rester aligné sur le coût imbattable des investissements de prolongation et non sur celui des investissements dans de nouvelles centrales. Il n'y a donc pas à hésiter, pour les bénéficiaires de l'accès régulé, entre investissement en propre dans des moyens de production de base et approvisionnement régulé. Cette désincitation à l'investissement a été pointée par l'Autorité de concurrence¹¹⁹. Dans son avis sur le projet de loi, elle recommande que la NOME énonce une réduction progressive du volume plafond de l'ARENH¹²⁰. Le Sénat a repris en partie seulement cette préconisation. Il a en effet ajouté¹²¹ à l'article 1 que, lors des points d'étape de 2015 et 2020, le gouvernement pourra proposer des modalités de fin du dispositif. L'amendement est en l'état trop vague pour contrecarrer la puissante désincitation de la NOME à l'investissement des fournisseurs alternatifs dans la production de base.

Le troisième déséquilibre porte sur le mix énergétique. D'un point de vue économique, la combinaison optimale de technologies de production d'électricité est celle qui permet de répondre au moindre coût à la demande et ses fortes variations. Cela revient à choisir des technologies à coûts fixes faibles et à coûts variables élevés pour répondre au surcroît de demande lors des heures de pointe - les centrales ne produisent alors que peu de temps dans l'année (moins de 2000 heures) - et, inversement, à choisir des technologies à coûts fixes élevés et à coûts variables faibles pour répondre à la demande de base - les centrales tournent alors en continu toute l'année. En traçant la courbe de consommation horaire d'une entreprise ou d'un ménage du 1^{er} janvier au 31 décembre avec ses

¹¹⁶ Notons que ce désavantage du tarif administré appliqué aux investissements de jeunesse persiste en regard de la taxe. Certains pays comme l'Allemagne ou la Belgique ont choisi de taxer les profits exceptionnels des opérateurs résultant de l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires plutôt que d'intervenir sur les prix. Dans ce schéma, les opérateurs restent toutefois incités à investir de la meilleure façon possible car ils empochent le bénéfice de leur action. Ils ont intérêt à faire mieux que ce que la puissance publique avait estimé possible en fixant ex ante le niveau du transfert vers les caisses de l'Etat ou des fonds spéciaux. Le tarif agit en revanche ex post et peut-être réajusté selon les dépenses et les volumes d'électricité produits.

¹¹⁷ Si le tarif régulé portait sur l'électricité des centrales neuves, l'équation financière aurait en revanche été bouleversée. L'intervention de l'Etat garantissant le prix aurait ici diminué considérablement le coût de capital qui est très élevé en raison des incertitudes pesant sur la rentabilité de très long terme d'une centrale nucléaire.

¹¹⁸ Dans l'Exposé des motifs, supra, note 18, p. 5, il est indiqué que « [D]e 2020 à 2025, il conviendra d'engager la préparation du renouvellement du parc nucléaire. Le coût de renouvellement pourra alors progressivement devenir une référence de prix pertinente pour le consommateur ». Voir aussi supra note 31.

¹¹⁹ « Faute d'incitation à investir également dans la production de base, le risque existe que les fournisseurs alternatifs [...] cantonnent leurs investissements dans la production de pointe » Avis de l'ADLC, supra, note 4, § 209.

¹²⁰ « [C]oncernant le volume global d'électricité régulée accessible aux fournisseurs alternatifs, la loi devrait énoncer une réduction progressive du plafond de 120 TWh échelonnée sur la période de 15 ans. L'objectif pour les fournisseurs est de se préparer progressivement à l'échéance, du 31 décembre 2025, à laquelle ils ne pourront plus se procurer de l'électricité à des conditions de prix et de volume hors marché » id. §225.

¹²¹ La justification de cet amendement par le Sénateur Ladislas Poiniatowski, rapporteur, est qu'il est « nécessaire de souligner dès maintenant la caractère transitoire de l'ARENH, de manière à inciter les fournisseurs d'électricité qui en seront bénéficiaires à investir dans leurs propres capacités de production [...] » Rapport du Sénat, supra, note 29, p. 39.

pointes et ses creux, on distingue de façon imagée une bande coiffée d'une dentelle, c'est-à-dire un rectangle plein correspondant aux besoins constants et une crête correspondant aux variations.

La distinction entre la pointe et la base est une simplification car il existe en fait un gradient de technologies aux proportions coûts fixes/coûts variables différentes. Par exemple, une centrale gaz à cycle combiné est adaptée pour fonctionner en semi-base, c'est-à-dire entre 2000 et 6000 heures par an ; de même, des centrales au gaz, dites de super-pointe, peuvent être construites pour répondre à la demande quelques dizaines d'heures par an seulement. Dans un marché électrique parfait, les opérateurs investissent dans chaque technologie de façon optimale et le mix énergétique est donc lui-même optimal.

Pour des raisons tenant au marché (e.g., concurrence imparfaite), à la puissance publique (e.g., prix du marché spot plafonné), ou tout bonnement aux incertitudes radicales sur le futur (e.g., ignorance des technologies de nouvelle génération les moins coûteuses) le parc installé est loin d'être idéal. Il convient néanmoins dans un monde imparfait de tendre vers le meilleur équilibre possible du mix énergétique. La NOME envoie ici un signal contraire car elle écrase l'investissement en semi-base. L'allocation des volumes d'électricité au tarif d'ARENH sera a priori basée sur un pourcentage de l'énergie consommée - la proportion avancée est de quatre cinquièmes - et non sur la durée de l'utilisation - besoin en puissance plus de 6000 heures par an, par exemple. Du coup, un fournisseur pourra disposer d'électricité nucléaire au tarif régulé pour servir une partie des besoins de pointe. Prenons par exemple un consommateur dont les besoins en électricité se décomposent pour une moitié en consommation régulière pour plus de 6000 heures dans l'année et pour l'autre en consommation erratique pour moins de 3000 heures. Avec la règle des 80%, le fournisseur dispose de l'électricité nucléaire pour servir la totalité de la demande constante et pour servir 60 % de la demande fluctuante de ce client. Avec une règle d'allocation de l'ARENH fondée sur une durée d'appel de plus de 6000 heures, le fournisseur n'aurait obtenu de l'électricité au tarif régulé que pour couvrir la consommation constante du client. Dans le premier cas, le fournisseur a besoin d'un approvisionnement complémentaire à partir de ses centrales de 20 %, dans le second cas de 50 %. Dans le premier cas, il investira dans des technologies de pointe, dans le second il aura également besoin d'investir en semi-base. Cet écrasement de la semi-base par la règle des 80 % est renforcé par l'obligation imposée par la NOME aux fournisseurs de disposer de capacité de production pouvant être mises en œuvre en cas de déséquilibre de court-terme entre l'offre et la demande. Les investissements permettant de répondre à cette obligation sont typiquement des centrales de pointe ou de super-pointe.

En résumé, la NOME tend à favoriser les investissements des fournisseurs vers des équipements de production de pointe et à décourager les investissements en semi-base. Elle polarise le mix énergétique aux deux extrémités, production de base et production de pointe. En pratique, cela conduit à des coûts plus élevés car les centrales nucléaires doivent couvrir la semi-base et donc monter et descendre en charge au lieu de produire en permanence à pleine capacité, ce pourquoi elles ne sont en principe pas faites.

En conclusion, la loi NOME ne tiendra pas ses promesses. Le développement de la concurrence se limitera principalement au segment de la fourniture d'électricité aux grands consommateurs. Les investissements seront mal équilibrés et, de plus, rendus incertains par un cadre réglementaire finalement guère plus stable que celui d'aujourd'hui. L'accès régulé aux réacteurs d'EDF a été vu comme le moyen rêvé de concilier deux exigences politiques contraires : celle de continuer à faire bénéficier les consommateurs nationaux de l'avantage-coût de la production nucléaire, et celle de la création d'un marché intérieur européen de l'énergie ouvert à la concurrence. Sur le plan économique, ces deux principes sont toutefois antagonistes, sauf à croire possible la concurrence sans marché et la régulation sans défaut. La NOME accorde au mécanisme de marché un rôle de figurant. Il n'agira qu'aux marges, pour assurer une partie de la fourniture et régler des garanties de capacité. Le cœur,

c'est-à-dire la production d'électricité en gros, sera largement administré par le régulateur et le Gouvernement à travers une machinerie d'une lourdeur et d'une complexité jamais connues dans la régulation des systèmes électriques. En pratique, les erreurs seront inévitables et coûteuses, et les failles ouvertes à la manipulation des groupes d'intérêt et à l'opportunisme du pouvoir politique en trop grand nombre. Le rêve va vite se révéler un cauchemar.

Références

- C. Crampes, J-M. Glachant, C. von Hirschhausen, F. Lévêque, D. Newberry, I. Perez-Arriaga, P. Ranci, S. Stoft, B. Willems (2009), «Where the Champsaur Commission has got it wrong», *The Electricity Journal*, v. 22, p. 81-86.
- A. Creti and M. E. Sanin (2010), «Law NOME: Implications for the French Retail Market», mimeo, June.
- C. Defeuilley et A. Hautecloque, *La production d'électricité est-elle une facilité essentielle ?*, LARSEN Working Paper, 2010.
- EPEX (2010), «Impact de l'ARB sur la liquidité et les prix de gros de l'électricité en France», rapport EPEX, mai.
- D. Finon (2010) «Le compromis de la Loi NOME : Les limites d'un dispositif de marché aux principes économiques faibles», *Revue de l'Énergie*, 2010, Juillet-Août, n° 596
- D. Finon, F. Marty et C. Defeuilley, (2009), « Signaux-prix et équilibre de long-terme. Reconsidérer l'organisation des marchés électriques », Document de travail OFCE, n° 2009-29, Novembre 2009.
- G. Holburn et P. Spiller (2002), «Institutional or structural: lessons from international electricity sector reforms», dans Brousseau, D.E. et Glachant, J.M. (Eds.): *The Economics of Contracts: Theories and Applications*, Cambridge University Press, pp.463–502.
- G. de Muizon et M. Saguan (2009) «Fondements et modalités d'ajustement des tarifs réglementés du gaz naturel en France», *Microeconomix*, Rapport préparé à la demande de l'UFC Que Choisir.
- P. Joskow (2008), « Lessons Learned from Electricity Market Liberalization », *The Energy Journal*, december, pp. 9-42.
- Lévêque et Saguan (2010), «Analyse critique de l'impact de la loi NOME», Document de travail 2010-09, CERNA, juin.
- F. Marty et J. Pillot, 2009, «Le recours à la théorie des facilités essentielles dans la pratique décisionnelle des juridictions concurrentielles : Ambiguïté du droit et régulation de la concurrence», Université de Nice Sophia-Antipolis, Document de travail, n°2009-11, mai.
- V. Maillard (2010), «Le projet de loi NOME, un échec programmé», *Médiapart*, 22 mai. disponible sur : <http://www.mediapart.fr/club/blog/vm/030510/le-projet-de-loi-nome-un-echec-programme>

