

# Analyse critique de l'étude d'impact de la Loi NOME

François Lévêque, Marcelo Saguan

► **To cite this version:**

François Lévêque, Marcelo Saguan. Analyse critique de l'étude d'impact de la Loi NOME. 2010.  
hal-00494220

**HAL Id: hal-00494220**

**<https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-00494220>**

Submitted on 22 Jun 2010

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



CERNA WORKING PAPER SERIES

**Analyse critique de l'étude d'impact de la Loi NOME\***

François Lévêque

Marcelo Saguan

Working Paper 2010-09

June 2010

**Cerna, Centre d'économie industrielle  
MINES ParisTech**

**60, boulevard Saint Michel  
75272 Paris Cedex 06 – France  
Tél. : 33 (1) 40 51 90 00**

---

\* Papier présenté à la conférence organisée par le Ceco (Ecole polytechnique), le Cerna (Mines ParisTech) et le Cired (CNRS et ENPC) "Les effets de la loi NOME sur le marché électrique français – Echange de points de vue académiques", Mines ParisTech, 11 juin 2010

## Avertissement

---

Au projet de loi sur la Nouvelle Organisation du Marché Electrique présenté par le gouvernement au législateur est annexée une étude d'impact détaillée. Elle vise à éclairer les parlementaires et le public sur les retombées économiques et sociales attendues de la mise en œuvre des nouvelles mesures de régulation du secteur électrique. Pour les non-spécialistes du droit et de l'énergie, ce document de près de cent pages, annexes comprises, complète très utilement les motivations et les articles du projet de loi. Il expose, dans un langage compréhensible par tout un chacun, les difficultés à concilier les objectifs retenus et les conséquences espérées de la réforme. Il contient en outre de nombreuses informations factuelles et chiffrées peu connues du grand public. Disposer d'une telle étude facilite le débat démocratique. Il convient donc d'en remercier ses rédacteurs anonymes.

Bien entendu, un tel document sert aussi au gouvernement à convaincre du bien-fondé et de l'utilité de son projet de loi. Il faut, par conséquent, en accepter par avance le parti pris et la tendance à embellir des résultats attendus.

Une étude d'impact ne doit cependant ni promettre de fausses retombées, ni avancer de faux arguments. Tel est pourtant le cas ici. Ce jugement très sévère n'étonnera pas ceux qui sont familiers de l'analyse économique et des économistes. La théorie économique est en effet construite sur les mathématiques et ses pratiquants sont prompts à identifier les défauts de logique et à donner des leçons. Nous n'échappons pas à ce travers, mais nous croyons que nos critiques peuvent être utiles aux parlementaires.

## Introduction et résumé

---

Ce papier de travail présente une analyse économique critique de l'étude d'impact qui accompagne le projet de loi sur la Nouvelle Organisation du Marché Electrique (ci-après, NOME). Il a semblé utile de prendre au sérieux cette étude cherchant à évaluer les effets du nouveau cadre de la régulation proposé par le gouvernement. La NOME est en effet un dispositif ambitieux qui devrait se traduire par des transformations profondes et durables du secteur électrique français. Il est donc crucial d'essayer de les anticiper et de les discuter. En outre, l'analyse de l'étude de son impact nous offre l'occasion de poursuivre nos premières réflexions menée avec d'autres économistes dans le cadre d'une analyse critique du rapport de la Commission Champsaur dont la NOME s'inspire largement (Crampes et alii, 2009).

Le papier est divisé en quatre sections. La première résume le scénario prospectif de l'étude d'impact et propose un scénario gris plus réaliste. Il est en effet probable que ni la NOME ni sa mise en œuvre n'atteignent la perfection, contrairement à ce que supposent les auteurs de l'étude d'impact. Notre scénario permet de mieux identifier les hypothèses clefs qui pourraient conduire à se rapprocher ou à s'éloigner des résultats escomptés sur le plan des investissements, de l'innovation ou de la concurrence.

La seconde section remet en cause un avantage présenté comme central dans l'étude d'impact, celui d'une plus grande visibilité de la régulation qui permettrait aux agents économiques de prendre des décisions de long terme efficaces. Nous montrons à l'inverse que la NOME est un cadre instable qui nécessitera de nombreuses corrections et ajustements.

La troisième section porte sur le maintien de la redistribution de l'avantage économique de l'investissement nucléaire passé (i.e., la "*rente nucléaire*") aux consommateurs situés sur le territoire national. Sur ce sujet de préoccupation politique majeure, l'étude d'impact soutient à tort que les consommateurs industriels continueront de bénéficier des bas coûts de production du parc historique. A partir de 2016, une fois les tarifs jaune et vert supprimés et le quota de 100 TWh atteint, les entreprises devraient au contraire payer leur électricité à un prix proche du prix du marché de gros de la plaque européenne. Les actionnaires des fournisseurs alternatifs bénéficieront alors, grâce à la NOME, d'un effet d'aubaine.






















La quatrième section porte sur la réalisation des investissements en base et en pointe. Contrairement à ce sur quoi tablent les auteurs de l'étude d'impact, la NOME, telle qu'elle est conçue, n'offre aucune solide garantie quant au niveau et à l'efficacité des investissements. Elle devrait notamment désinciter EDF d'investir de façon optimale dans le rallongement de la durée de vie de ses centrales et freiner les investissements des fournisseurs alternatifs dans des moyens de production de base.

## 1. Une étude d'impact qui manque de rigueur et de réalisme

L'étude d'impact est aveuglément optimiste. Elle promet monts et merveilles car elle est bâtie sur une hypothèse de conception sans défaut et sur un scénario de mise en œuvre idéale.

L'étude d'impact prévoit un développement généralisé de la concurrence. Celle-ci affectera l'ensemble du marché, des petits aux grands consommateurs et s'accompagnera d'une innovation dans la fourniture d'une ampleur inégalée<sup>1</sup>. L'étude d'impact prévoit également que la NOME délivre à toutes les entreprises du marché de parfaites incitations pour investir dans des moyens de production ou dans des capacités d'effacement. A long terme, la NOME conduira ainsi à une structure du marché de la production électrique moins concentrée et à une concurrence effective<sup>2</sup>. Les incitations vertueuses de la NOME ne se limitent pas à l'investissement, car l'étude d'impact prévoit qu'EDF exploitera son parc de production de manière optimale<sup>3</sup> et que les consommateurs auront intérêt à maîtriser leur demande et à fortement contribuer ainsi aux réductions d'émission de carbone. Enfin, l'étude d'impact de la loi NOME garantit au législateur que les consommateurs en France seront les uniques bénéficiaires de l'avantage des bas coûts du nucléaire. Les effets d'aubaine en faveur des fournisseurs alternatifs ou de consommateurs étrangers sont supposés être verrouillés. En bref, la NOME connaîtra un succès complet sur tous les tableaux et remédiera à tous les défauts de la situation actuelle (cf. colonnes 2 et 3 du tab. 1).

Tableau 1 : Impacts et scénarios

Impacts	Statu quo	Scénario de l'étude d'impact	Scénario gris
Concurrence segment consommateurs résidentiels et professionnels			
Concurrence segment consommateurs industriels			
Investissements et concurrence à long terme			
Distorsions dans la production / dans la consommation	 / 	 / 	 / 
Répartition de la rente nucléaire au bénéfice des consommateurs			
Innovation et maîtrise de la demande			

Pour un économiste spécialiste de la régulation, une telle réussite n'est possible qu'à condition que les mesures proposées soient *parfaitement* conçues et *parfaitement* mises en œuvre. Or ces deux hypothèses sont contestées par la théorie économique qui a mis en évidence, par des modèles théoriques et de façon empirique, que l'intervention publique

<sup>1</sup> Voir, par exemple, pages 28 et 29 de l'étude d'impact.

<sup>2</sup> Voir, par exemple, pages 28 ou 31-32 de l'étude d'impact.

<sup>3</sup> Voir, par exemple, page 30 de l'étude d'impact.

était nécessairement imparfaite, en particulier en raison de limites informationnelles et de l'opportunisme des agents, y compris pour le régulateur et le gouvernement<sup>4</sup>. Naturellement, plus le cadre réglementaire est complexe et plus grands sont les enjeux économiques, plus les imperfections de régulation sont prononcées. Or la NOME est un dispositif extrêmement complexe qui réclame une très grande quantité d'informations sur les coûts et les ventes d'électricité. De plus, une faible variation dans le réglage a une forte incidence économique ; cela conduit les groupes d'intérêt à se mobiliser activement lors de l'adoption, mais aussi lors de la mise en œuvre des lois. Par exemple, un écart d'un demi euro sur le tarif d'accès régulé à la base se traduit par 50 millions d'euros en plus ou en moins pour EDF<sup>5</sup> production et les fournisseurs. Le bon réflexe consiste alors à admettre que la perfection de l'intervention publique est hors de portée ; à identifier à l'avance les faiblesses de la réglementation ; à anticiper enfin les écueils de sa mise en œuvre. L'optimisme est à proscrire car il peut conduire à adopter une solution inefficace, ou qui n'est pas la plus efficace parmi l'ensemble des options alternatives<sup>6</sup>.

Il n'est pas besoin d'être familier de l'économie, en revanche, pour savoir qu'il est nécessaire de disposer du chiffrage des paramètres clefs pour prévoir les effets. Or l'étude d'impact est muette sur le déterminant principal des effets de la NOME sur la concurrence et les investissements, à savoir le niveau du tarif d'accès à la base régulée (ci-après, l'ARB) et son évolution. Les effets micro et macro économiques de la NOME ne peuvent pas être les mêmes si le tarif est fixé à 35 €/MWh ou à 45 €/MWh, et s'il augmente ensuite de 2 % ou de 5 % par an. Les auteurs de l'étude d'impact ne précisent pas leurs hypothèses. Ils rappellent seulement que le tarif d'accès régulé à la base correspondra au TARTAM. Cette mention est peu informative car il n'existe pas une valeur unique du ruban implicite de ce tarif. Elle doit être déduite d'un calcul qui repose lui-même sur d'autres variables et hypothèses (e.g., modalités d'allocation du volume ARB<sup>7</sup>, courbe de charge du consommateur ou du fournisseur, prix du marché de gros, etc.). Plusieurs résultats peuvent donc être obtenus (cf. encadré 1). De façon générale, les auteurs de l'étude d'impact semblent croire que le chiffrage économique est une science exacte. Le coût serait ainsi une mesure objective, la seule difficulté étant de le découvrir à l'instar des faits du monde physique et naturel. Or le coût économique est une notion qui dépend des situations de référence adoptées, des méthodes choisies et des agents concernés<sup>8</sup>. D'où une multiplicité de chiffrements divergents et une controverse non scientifiquement soluble sur ce que pourrait être le juste niveau de l'accès régulé à la base électrique. En revanche, une fois une valeur sélectionnée, il faut s'y tenir pour évaluer les impacts et ne pas choisir tantôt la valeur la plus basse, tantôt la valeur

---

<sup>4</sup> Voir, par exemple, l'ouvrage de référence de Jean-Jacques Laffont et Jean Tirole, (1993), ou le manuel de François Lévêque (2004).

<sup>5</sup> Si l'on considère que la totalité du volume d'ARB de 100 TWh a été allouée entre les fournisseurs alternatifs, un écart de 0,5 €/MWh du tarif ARB représente un montant de 50 M€ (0,5 €/ MWh \* 100 TWh \* 10<sup>6</sup> MWh/TWh).

<sup>6</sup> D'un point de vue économique, la démarche canonique préalable à l'adoption d'une nouvelle régulation consiste à vérifier que son bénéfice est supérieur à son coût et qu'elle présente le gain net le plus élevé parmi toutes les solutions envisageables. Cette démarche est notamment celle suivie par Crampes et alii (2009) pour critiquer les recommandations du rapport Champsaur.

<sup>7</sup> Les modalités d'allocation de l'ARB sont un paramètre essentiel pour le fonctionnement de la NOME (voir annexe 1). Elles définissent en fait le produit auquel les fournisseurs alternatifs auront le droit à acheter au tarif régulé.

<sup>8</sup> Voir, par exemple, Curien (2003).

la plus haute selon les effets que l'on souhaite démontrer<sup>9</sup>.

### *Encadré 1 : L'absence de valeur unique pour le ruban implicite du TARTAM*

A titre d'illustration, reprenons ce qui a été présenté par le président de la CRE, M. Ladoucette, lors de l'audition de la Commission d'Affaires Economiques du 12 mai 2010. Pour une consommation constante pendant toute l'année (qui peut correspondre à celle des industriels), la partie énergie (sans la partie acheminement) dans le TARTAM est de 42 €/MWh. Notons que, pour ce type de consommation, le ruban implicite est équivalent à la consommation totale (i.e., il n'y a pas de facteur de forme). Pour établir un prix ARB qui donne des conditions équivalentes d'accès à celles du TARTAM, M. Ladoucette fixe deux hypothèses, l'une concernant les modalités d'allocation de l'ARB, l'autre concernant le prix de marché pour un produit de base. Le président de la CRE estime que la fourniture de l'énergie totale consommée dans l'année se fait comme suit : 80 % provient de l'ARB et 20% sont fournis au prix de marché en base entre à 60 €/MWh. Le coût d'approvisionnement unitaire par MWh de ce fournisseur se synthétise ainsi :  $0,8 * \text{prix ARB} + 0,2 * \text{prix marché base}$ . Pour s'assurer que le coût d'approvisionnement ne soit pas supérieur à la partie énergie TARTAM, c'est-à-dire 42 €/MWh, le prix ARB devrait être fixé à 37,5 €/MWh. Notons qu'un simple changement d'une de ces hypothèses modifie le niveau résultant du prix ARB. Si on refait le calcul avec une modalité d'allocation de l'ARB de 70 % de l'énergie totale consommée dans l'année, le prix ARB devient 34,3 €/MWh. Pour un calcul plus détaillé, avec différents types de consommation, prix de marché et modalités d'allocation de l'ARB, voir, par exemple, l'étude d'impact réalisée par ELENEO ([http://www.eleneo.fr/media/files/Eleneo\\_Impact%20du%20projet%20de%20loi%20NOME%20sur%20les%20prix\\_20100325.pdf](http://www.eleneo.fr/media/files/Eleneo_Impact%20du%20projet%20de%20loi%20NOME%20sur%20les%20prix_20100325.pdf)).

Un scénario plus réaliste des effets de la NOME, car tenant compte des imperfections de réglementation, peut être esquissé comme suit :

La nouvelle organisation du marché électrique se met en place en janvier 2011. Le tarif d'accès régulé à la base décidé par les ministres en charge de l'Energie et des Finances a été fixé à 40 €/MWh. Le choix s'est arrêté sur cette valeur pour des raisons plus politiques que techniques. L'avis de la CRE, qui portait sur un tarif plus bas, n'a pas été suivi. La demande d'EDF à hauteur de 42 €/MWh non plus. Le gouvernement a cherché un compromis entre d'une part, la nécessité de préserver la valeur patrimoniale d'EDF et ses capacités d'investissement, d'autre part, celle d'éviter une hausse de prix de l'électricité pour les entreprises alors que la reprise économique peine à s'enclencher. Les consommateurs anciennement protégés par le TARTAM (représentant 3500 sites et 72 TWh) doivent en effet signer un nouveau contrat de fourniture. La concurrence sur ce segment de marché est vive. EDF - dont les coûts de commercialisation sont en partie fixes - car l'effectif salarial ne peut

---

<sup>9</sup> Les auteurs de l'étude d'impact commettent pourtant cette erreur lorsqu'ils soutiennent d'un côté qu'une concurrence effective sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels puisse se développer sans augmentation des tarifs réglementés de vente et d'un autre que tous les investissements de prolongation de durée de vie seront réalisés par EDF. Le premier état suppose un prix ARB inférieur à 31 €/MWh tandis que le second nécessite selon EDF un prix ARB de 45 €/MWh (en incluant la maintenance, la prolongation, les provisions pour démantèlement et l'ensemble des coûts d'exploitation courants, le coût de revient économique du parc nucléaire historique se situerait à ce niveau, voir audition de M. Proglia auprès de la Commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale).

pas être ajusté rapidement -, n'a pas intérêt à ce que sa part de marché fonde trop vite. De leur côté, les fournisseurs alternatifs adoptent une politique commerciale agressive : capter rapidement des clients leur permet d'espérer une part plus grande du volume final de l'ARB, volume plafonné à 100 TWh et dont l'accès est gratuit. Un grand nombre de clients non résidentiels hors TARTAM (correspondant à 748.500 sites et 69 TWh) rejoint également les rangs de la clientèle contestable par les fournisseurs alternatifs : soit leur contrat passé avec EDF prenait fin peu après l'élimination du TARTAM, soit leur contrat allait bien au-delà, mais leur durée a dû être réduite conformément aux engagements pris par EDF devant la Commission européenne<sup>10</sup>.

Préoccupé par la situation économique et la persistance du chômage, le gouvernement n'accorde qu'une modeste augmentation du tarif régulé d'accès et des tarifs jaune et vert. Les investissements de l'opérateur historique pour rallonger la durée des centrales sont retardés et ce ralentissement affecte l'amélioration du taux d'utilisation du parc; un déséquilibre persiste entre le niveau de l'ARB et le prix implicite du ruban dans les tarifs régulés de vente aux industriels<sup>11</sup>. La tentation est grande de reculer l'échéance de 2015 prévoyant l'élimination des tarifs jaune et vert. Ces derniers n'ont pas augmenté suffisamment et, surtout, leur élimination va inévitablement enrichir les fournisseurs alternatifs. En effet, le plafond des 100 TWh a été atteint, mais il est insuffisant pour satisfaire la totalité de la consommation industrielle. Le prix d'équilibre de la vente de l'électricité aux entreprises s'établit alors à un niveau très nettement supérieur à celui de l'ARB plus la marge de commercialisation (cf. section 3). Prendre la décision d'éliminer les tarifs jaune et vert revient à faire subir une forte hausse des prix aux entreprises et à transférer une partie de la rente nucléaire aux actionnaires des fournisseurs alternatifs. L'Etat est de nouveau dans l'embarras : il doit augmenter le plafond de l'ARB, convaincre EDF de vendre aux industriels en dessous du prix de marché, ou maintenir des tarifs de vente.

Pour le segment de marché des clients résidentiels et petits professionnels, le scénario prospectif est plus court à décrire. Ni la concurrence ni l'innovation ne s'y développent de façon significative. Rappelons que la NOME prévoit de protéger les petits consommateurs d'électricité comme aujourd'hui, c'est-à-dire à travers des tarifs réglementés de vente, et ce au moins jusqu'en 2025. Dès 2011, la CRE donnera son avis<sup>12</sup> sur les niveaux des tarifs résidentiels selon les principes mentionnés dans la loi (construction par empilement du prix

---

<sup>10</sup> EDF s'est engagée devant la Commission européenne "à faire en sorte que 65 % en moyenne de l'électricité pour laquelle elle a passé des contrats avec des grands clients soient remis sur le marché chaque année, soit du fait de l'expiration de contrats, soit en permettant aux clients de résilier leur contrat sans frais. EDF dispose d'une certaine souplesse pour atteindre cette moyenne au cours de la durée d'application de ses engagements, à condition toutefois de remettre chaque année sur le marché au minimum 60 % des volumes totaux pour lesquels elle a conclu des contrats. En outre, la durée des contrats qu'EDF signera à l'avenir avec ses grands clients ne pourra pas excéder cinq ans, à moins que lesdits clients ne puissent résilier leur contrat sans frais tous les cinq ans au moins" (Communiqué de Presse de la Commission européenne en date du 17 mars 2010).

<sup>11</sup> Selon des projections de la CRE, pour un prix ARB de 42 €/MWh, les tarifs pour les entreprises devraient être relevés de 14,8 % initialement (c.à.d. en 2011) puis de 3,7 % par an entre 2011 et 2025 (Les Echos 12/05/2010). Il n'est pas précisé si ces projections incluent les augmentations prévisibles du tarif d'utilisation des réseaux liées à la nécessité de financer les nouveaux investissements ainsi que les possibles augmentations du prix complément d'énergie.

<sup>12</sup> La NOME prévoit que les tarifs de vente soient fixés par les ministres en charge de l'Energie et des Finances après avis de la CRE pendant une période transitoire de 3 ans, puis sur une proposition de la CRE pour les années suivantes. L'avis est moins contraignant car si le gouvernement ne souhaite pas suivre la recommandation de la CRE il peut passer outre tandis qu'il doit demander à la CRE une nouvelle proposition dans l'autre cas (i.e., il ne peut jamais s'écarter du tarif proposé).



ARB pour la partie ruban, du coût du complément de fourniture et de garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité, coûts de commercialisation et une rémunération raisonnable) et précisés par décret. Pour un prix ARB de 40 €/MWh, la CRE recommandera une augmentation moyenne des tarifs bleu d'environ 10 % pour 2011, puis une augmentation annuelle de 3%<sup>13</sup>. Devant l'impopularité d'une telle décision, le gouvernement sera tenté de reporter à plus tard la mise en cohérence du niveau du tarif final et du niveau de l'ARB<sup>14</sup>. Du coup, même en s'approvisionnant au tarif régulé, les fournisseurs alternatifs ne pourront pas être suffisamment compétitifs pour contester vigoureusement la position d'EDF sur ce segment de marché. Pour l'opérateur historique, la volonté de l'Etat de maintenir des tarifs de vente bas n'est pas pour autant une bonne nouvelle. Ils ne lui permettent pas de réaliser les investissements qu'il souhaite sur son parc. La mécanique ainsi enclenchée lors des premières années d'application de la loi NOME s'avère ensuite difficile à redresser. L'écart non résorbé au départ entre l'ARB et les tarifs de vente rend encore plus difficile l'augmentation du tarif de l'ARB par rapport à son niveau initial de 40 €/MWh, car elle ne ferait qu'accroître l'écart que l'on vise justement à résorber.

Contrairement au tableau idyllique présenté dans l'étude d'impact, les investissements dans la production d'électricité de base devraient être fragilisés par la NOME. Du côté des investissements pour la production d'électricité de pointe, les effets bénéfiques de la NOME ne doivent pas être attendus avant la fin des années 2020 (voir aussi section 4). Le mécanisme d'obligations de capacité<sup>15</sup> qu'elle prévoit pour assurer les bonnes incitations pour l'investissement ne sera pas opérationnel avant plusieurs années.

En conclusion, contrairement à ce que prétend l'étude d'impact, il est loin d'être acquis que la NOME puisse permettre de gagner sur tous les tableaux. Le contre scénario que nous venons d'esquisser noircit sans doute le trait, mais il est cependant plus vraisemblable. Il permet surtout de faire ressortir trois affirmations discutables : le caractère stable de la NOME dans la durée, l'absence d'effet d'aubaine au bénéfice des fournisseurs alternatifs, et les incitations vertueuses à l'investissement.

---

<sup>13</sup> Selon des projections de la CRE, pour un prix ARB de 42 €/MWh les tarifs pour les particuliers et les petits professionnels devraient être relevés de 11,4% une fois la loi votée et de 3,5% par an entre 2011 et 2025 (Les Echos 12/05/2010). Pour un prix ARB de 38 €/MWh, les tarifs ne devraient augmenter que de 7,1 % initialement. Il n'est pas précisé si ces projections incluent les augmentations prévisibles sur le tarif de réseau (augmentation des investissements), l'augmentation de la CSPE (augmentation de la production des énergies renouvelables) ainsi que les possibles augmentations du prix complément d'énergie.

<sup>14</sup> On peut voir les prémisses de ce scénario dans l'intervention de M. Ladoucette devant la Commission des Affaires Economiques du 12 mai 2010 et les réactions qu'elle a déclenchées. Voir, par exemple, Les Echos du 14/05/2010 "*La CRE a présenté des scénarios faisant état d'une hausse possible des tarifs résidentiels de 7,1 à 11,4 % d'ici à 2011, puis de plus de 3 % par an*". Le régulateur a évoqué des mouvements comparables sur les tarifs professionnels. Aussitôt, le ministère en charge de l'Energie a catégoriquement démenti "*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 aujourd'hui pour établir des orientations à ce sujet*".

<sup>15</sup> Selon ce mécanisme, chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation ou de production d'électricité. Un système de pénalité et la possibilité d'échange des obligations (i.e., un marché de capacité) donneraient aux différents participants les incitations pour investir dans des capacités de production et d'effacement.

## 2. L'absence d'une plus grande visibilité offerte par la NOME

Le manque de visibilité à court, moyen et long terme du cadre réglementaire actuel est, selon l'étude d'impact, une préoccupation majeure des acteurs de marché<sup>16</sup>. Il affecte aussi bien les consommateurs, notamment les industriels électro intensifs, que les fournisseurs alternatifs et EDF. La NOME est censée pallier ce défaut<sup>17</sup>.

L'analyse montre pourtant qu'aucun progrès n'est à attendre de ce côté. Le surcroît de visibilité apportée par la loi NOME est nul, voire même négatif. En suivant la même démarche que celle de l'étude d'impact<sup>18</sup>, nous comparerons dans cette section la visibilité pour les acteurs du marché selon trois scénarios : i) la situation actuelle, ii) une situation hypothétique sans tarifs réglementés pour les clients industriels et iii) la situation avec la loi NOME.

### *Situation actuelle*

Aujourd'hui, la visibilité des acteurs est faible pour deux raisons principales. En premier lieu, il existe un risque élevé de sanction de la Commission européenne pour incompatibilité de l'organisation actuelle du marché électrique avec les règles communautaires<sup>19</sup>. En second lieu, l'Etat est très impliqué dans le secteur électrique national. Il peut être tenté de changer les règles selon la situation économique du moment. Depuis la première loi sur l'électricité de 2000, le cadre réglementaire a été modifié de très nombreuses fois<sup>20</sup>. Souvent, ces changements se sont traduits par des impacts significatifs sur les recettes et les profits des opérateurs sans qu'ils aient été en mesure de les anticiper de quelque façon que ce soit.

En revanche, les risques du marché lui-même (prix des combustibles, prix de l'électricité, consommation d'électricité, etc.) sont relativement faibles. La majeure partie des ventes d'électricité est réalisée à des tarifs réglementés et les coûts de production de l'électricité nucléaire sont peu corrélés aux chocs externes (e.g., instabilité du prix du pétrole, conflit gazier avec la Russie).

---

<sup>16</sup> Cf. page 9 de l'étude d'impact.

<sup>17</sup> L'argument d'une augmentation de la visibilité est avancé plusieurs fois dans l'étude d'impact. Par exemple, pour justifier la supériorité de la NOME sur des solutions alternatives (page 17), pour justifier une période transitoire de 15 ans de la loi (page 22), pour justifier l'impact positif de la NOME sur EDF et sur les gestionnaires de réseau (page 30 et 39), pour justifier le faible développement du marché de gros en France (page 43) ou enfin comme l'une des 2 causes des impacts macro économique positifs attendus (page 44 et 45).

<sup>18</sup> Cf. page 27 de l'étude d'impact.

<sup>19</sup> La Commission européenne a engagé une procédure d'infraction contre la France pour défaut de transposition de la Directive 2003/54 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'énergie et a également ouvert une procédure d'enquête au titre des aides d'Etat à l'encontre des tarifs réglementés de vente d'électricité aux entreprises (tarifs jaune, vert et TARTAM).

<sup>20</sup> Après la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, plusieurs textes de loi, décrets ou arrêtés ministériels ont introduit des modifications du cadre réglementaire et impacté ainsi les différents acteurs. Par exemple, en 2003 la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, en 2004 la loi n° n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, en 2006 la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

### *Situation sans tarifs réglementés*

L'élimination des tarifs réglementés aboutirait à une situation inverse de la précédente : forte exposition des acteurs aux risques de marché et faible dépendance à l'égard de la puissance publique. Notons que cette dernière ne disparaîtrait pas car les marchés de l'électricité dépendent toujours de règles et de conceptions d'ensemble décidées par les pouvoirs publics. Disparaîtraient en revanche les risques d'infraction à la législation européenne liés aux tarifs. Ajoutons également que les risques de marché pourraient être mieux réduits grâce au développement de produits de couverture. Il permettrait aux opérateurs non intégrés et aux consommateurs anciennement protégés par les tarifs réglementés de s'assurer contre une trop grande volatilité des prix. Il faut de plus s'attendre à un essor du marché de gros et à un accroissement de sa liquidité, phénomène qui contribuera à diminuer les risques de manipulation et à garantir une meilleure qualité du signal prix.

### *Situation avec la loi NOME*

Les risques de marché augmenteraient par rapport à la situation actuelle pour deux raisons : tout d'abord la perte de liquidité du marché de gros provoquée par la NOME (voir EPEX, 2010), ensuite la fin en 2016 des tarifs réglementés jaune et vert. Les entreprises (moyens et gros consommateurs) seront soumises à des risques de marché plus élevés car les chocs sur le prix du marché de gros seront en partie transmis au prix de détail (voir section 3).

Du côté des risques réglementaires, l'étude d'impact considère qu'une fois la loi NOME entrée en vigueur, toutes les procédures initiées par la Commission européenne seront éteintes. Ce point de vue ne fait toutefois pas l'unanimité<sup>21</sup>.

Notre divergence avec les auteurs de l'étude d'impact concerne le risque réglementaire en France. La NOME est censée apporter un cadre stable dans la longue durée alors qu'elle est d'une extrême complexité tant dans sa conception que dans sa mise en œuvre.

La stabilité de la NOME suppose un dispositif initial parfait. Or de nombreux points cruciaux n'ont pas été tranchés (e.g., fixation du tarif de l'ARB, définition du volume de base) et certains ne le seront pas avant quelques années (e.g., évolution des tarifs réglementés). D'autre part, la loi elle-même prévoit des points d'étape en 2015 et 2020 susceptibles de conduire à de profonds ajustements. Les auteurs de l'étude d'impact sont d'ailleurs conscients du caractère évolutif de la régulation puisqu'ils se félicitent qu'elle soit dynamique. Or, la stabilité et la visibilité procurée par le cadre réglementaire aux différents acteurs sont bien évidemment d'autant plus faibles que la régulation n'est pas figée<sup>22</sup>.

Sur le plan de sa mise en œuvre, la NOME exigera une coordination parfaite entre tous ses intervenants et tous ses étages. Or les responsabilités de la régulation sont réparties entre plusieurs acteurs aux intérêts différents (e.g., le ministre en charge de l'énergie, le ministre en charge des finances, la CRE, mais aussi RTE<sup>23</sup>) et les paramètres définis pour un des

---

<sup>21</sup> Voir, par exemple, Finon (2010), Finon (2009a,b) ou Spector (2009).

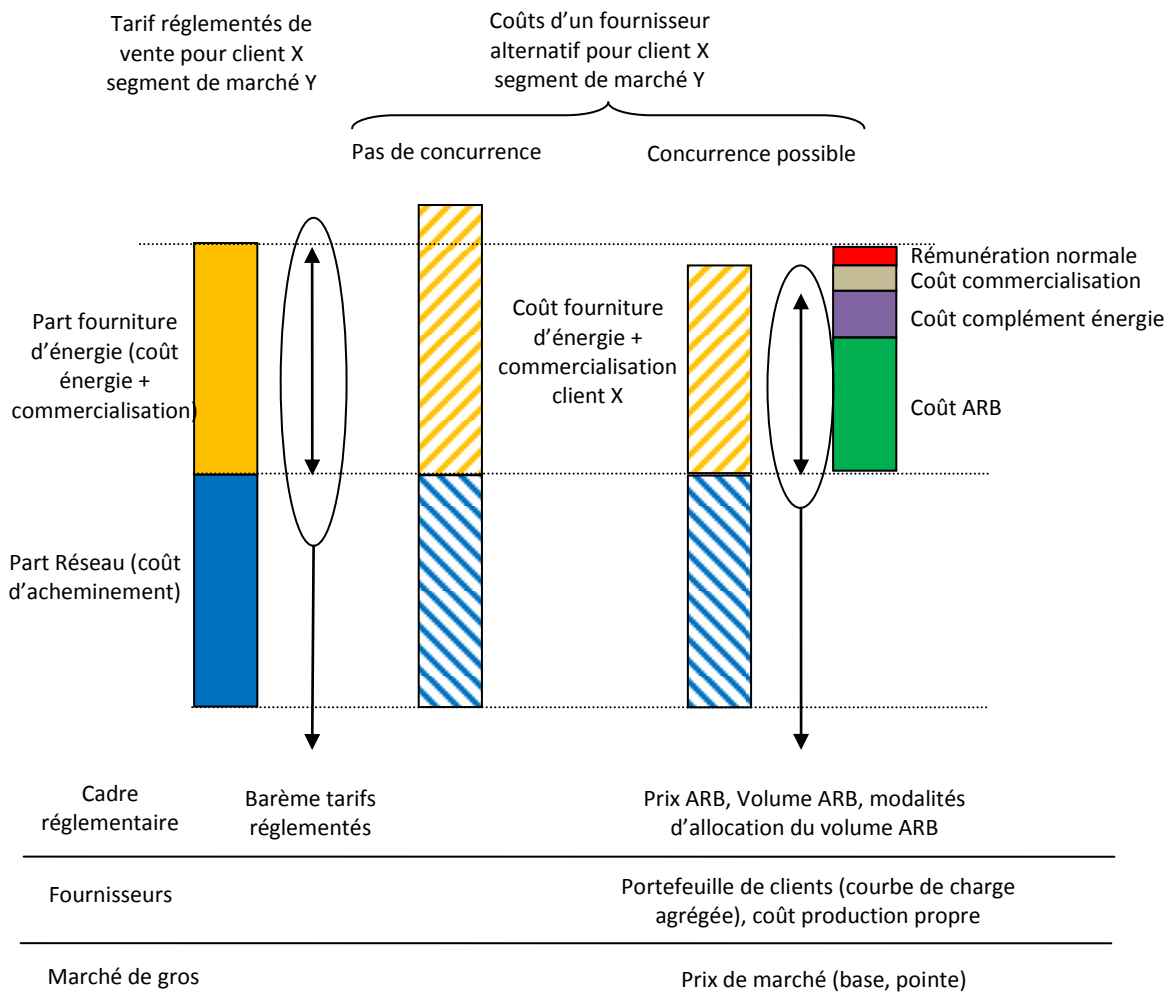
<sup>22</sup> Cf. Holburn et Spiller (2002).

<sup>23</sup> Etant donné le caractère hautement technique des paramètres de design d'un mécanisme d'obligations de capacité (e.g. capacité installée nécessaire, définition d'une obligation de capacité, contrôle, etc.), le gestionnaire de réseau de transport (RTE) aura nécessairement une participation active dans sa mise en place.

éléments du dispositif doivent être ajustés aux paramètres de ses autres composantes. Cette mise en cohérence sera en particulier extrêmement difficile entre la régulation amont et la régulation aval du marché (cf. encadré 2).

*Encadré 2 : La délicate harmonisation à venir entre l'ARB et les tarifs de vente*

Le développement de la concurrence sur les différents segments de marché impose que le niveau du tarif de l'ARB soit suffisamment bas pour permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer les tarifs réglementés de détail. Autrement dit, la partie fourniture des tarifs de détail (i.e., le tarif total moins la part correspondant au tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution) doit être supérieure à leur coût d'approvisionnement (incluant les volumes achetés au tarif de l'ARB), leur coût de commercialisation et une marge raisonnable (voir schéma ci-dessous).



Le coût d'approvisionnement d'un fournisseur donné dépendra de son portefeuille de clients, de ses moyens de production propres ainsi que du prix du marché de gros, du prix ARB, du volume ARB, et de ses modalités d'allocation. Il sera donc nécessaire d'assurer une cohérence entre plusieurs paramètres réglementaires (tarifs de l'ARB, volume de l'ARB, modalités d'allocation de l'ARB, tarifs réglementés de détail), tenant compte des caractéristiques propres aux fournisseurs alternatifs (portefeuille de clients, courbe de charge agrégée, moyens de production propres) et des variables de marché (prix sur le

## Encadré 2 (suite) : La délicate harmonisation à venir entre l'ARB et les tarifs de vente

marché de gros). Cette tâche se révélera extrêmement complexe pour tenir compte de l'ensemble des combinaisons existantes de tarifs réglementés (tarifs bleu et toutes les variantes des tarifs jaune et vert jusqu'en 2015) et des caractéristiques propres à chaque fournisseur alternatif.

Le mécanisme d'obligation de capacité, autre mécanisme complexe, devra aussi s'articuler parfaitement aux autres composantes. Ce type de dispositif, déjà particulièrement difficile à mettre en œuvre dans des systèmes concurrentiels (e.g., les marchés électriques américains) devra s'insérer ici dans un cadre réglementaire lui-même déjà très complexe (cf. section 4).

Notons enfin que certains mécanismes instaurés par la NOME risquent de ne pas fournir les résultats attendus. C'est le cas par exemple de la clause de complément de prix qui vise à éviter les effets d'aubaine pour les fournisseurs alternatifs. Comme nous le montrons dans la section suivante, la clause de complément de prix n'empêchera pas après 2015 les fournisseurs alternatifs de vendre à leurs clients industriels en France à un prix allant très au-delà de l'ARB plus une marge de commercialisation raisonnable.

En conclusion, rien ne garantit que la NOME offre un cadre stable pour les différents acteurs du marché de l'électricité. Bien au contraire, l'expérience passée nous apprend que les dispositifs les plus complexes sont ceux qui conduisent au plus grand nombre de changements. Comparée à la situation actuelle (ainsi qu'à une situation hypothétique de disparition des tarifs réglementés de détail pour les consommateurs industriels), la plus grande visibilité attribuée à la loi NOME par l'étude d'impact est loin d'être évidente (voir tableau 2)<sup>24</sup>.

Tableau n° 2 :

	Situation actuelle	Situation hypothétique sans tarifs	NOME
<b>Risques d'incohérence du cadre réglementaire français avec les directives communautaires</b>	Haut	Bas	Moyen
<b>Risques réglementaires français</b>	Moyen	Moyen	Haut
<b>Risques liés à l'exposition des consommateurs à la volatilité du marché de gros</b>	Bas	Haut	Haut

<sup>24</sup> L'Avis du Conseil de la concurrence analyse d'autres facteurs de complexité et d'instabilité du cadre réglementaire susceptible de nuire à la visibilité des acteurs. Citons par exemple les règles d'allocation de l'ARB en cas de demande des fournisseurs alternatifs supérieure au volume maximal disponible et les risques d'abus de pouvoir de marché sur le marché de capacité.

### 3. Un effet d'aubaine post 2015 pour les fournisseurs alternatifs au détriment des consommateurs industriels

---

Après la disparition des tarifs réglementés jaune et vert, l'étude d'impact soutient que les consommateurs industriels continueront à bénéficier de l'avantage coût du nucléaire<sup>25</sup> et donc d'un prix bas de l'électricité. Elle considère que la concurrence entre EDF et les fournisseurs alternatifs ayant accès à l'ARB conduira à un prix d'équilibre s'établissant, pour la fourniture de base aux consommateurs industriels, aux alentours du tarif de l'ARB augmenté d'une marge de commercialisation.

Ce pronostic est faux. Les volumes de l'ARB après 2015 seront insuffisants pour couvrir l'intégralité de la demande des consommateurs industriels. Il sera donc nécessaire de faire appel au marché de gros, et le prix d'équilibre s'établira alors au niveau du coût marginal de la dernière centrale appelée sur le marché de gros<sup>26</sup>. Une fois les tarifs jaune et vert éliminés, les consommateurs industriels feront donc face à un prix de l'électricité sensiblement égal au prix du marché de gros, et non à un prix qui correspondrait au tarif de l'ARB augmenté d'une marge de commercialisation<sup>27</sup>. Les fournisseurs alternatifs empocheront alors une partie de la rente nucléaire.

Voyons ceci en détail en raisonnant pas à pas.

Depuis 2004, les consommateurs industriels peuvent choisir leur fournisseur librement et acheter de l'électricité sur le marché<sup>28</sup>. Il s'agit d'une possibilité et non d'une obligation, les consommateurs ayant la possibilité de rester sous le régime des tarifs réglementés (jaune, vert et, depuis 2006, TARTAM). Puisque les tarifs réglementés sont significativement inférieurs aux prix de marché, les consommateurs industriels ont intérêt à rester aux tarifs réglementés. La rente nucléaire est ainsi redistribuée vers les consommateurs<sup>29</sup>.

La NOME, qui anticipe la fin des tarifs TARTAM, compte donner accès aux fournisseurs alternatifs à une production de base nucléaire au tarif ARB pour un volume de 100 TWh. Ce tarif sera fixé à un niveau proche de la partie fourniture du TARTAM. Seuls les clients au TARTAM seront donc dans un premier temps accessibles aux fournisseurs alternatifs, puisque les clients bénéficiant des tarifs jaune et vert n'auront aucun intérêt à les quitter avant leur suppression<sup>30</sup>. Les fournisseurs alternatifs pourront rivaliser sur ce marché de 72 TWh en rognant sur leur marge de commercialisation. Puisque le volume maximal de l'ARB (100 TWh) est supérieur, le prix d'équilibre s'établira pour les ex clients du TARTAM au niveau du tarif de l'ARB augmenté d'une marge de commercialisation concurrentielle.

---

<sup>25</sup> Voir pages 36-39 de l'étude d'impact.

<sup>26</sup> Plus précisément, le prix sur le marché de gros pour un produit de base serait proche de la moyenne des prix horaires, c'est-à-dire de la moyenne du coût marginal de la dernière centrale appelée pour chaque heure de l'année en concurrence parfaite.

<sup>27</sup> Finon (2010) parvient à une conclusion similaire en analysant l'interaction entre les acteurs sur le marché de détail.

<sup>28</sup> Les clients industriels sont devenus éligibles de manière progressive : en 2000 les sites industriels consommant plus de 16 GWh/an, en 2003 les sites consommant plus de 7 GWh/an et en 2004 tous les clients professionnels.

<sup>29</sup> Cf. Finon et Romano (2009) ou Spector (2006).

<sup>30</sup> On suppose que le reste de clients industriels sur le marché libre mais n'ayant pas opté pour le TARTAM (~ 60 TWh) continueront à être fournis par EDF et les autres producteurs ayant des capacités de production de base propres ou des contrats équivalents.

Il en sera ainsi tant que la demande sur le marché libre sera inférieure au volume maximal disponible pour les fournisseurs alternatifs. La clause de complément de prix joue son rôle attendu : elle empêche les fournisseurs alternatifs de revendre, sur le marché de gros, les volumes acquis au titre de l'ARB. Ils ne pourront donc pas empocher une partie de la rente de rareté.

Jusque là les effets de la NOME anticipés par l'étude d'impact sont justes.

Après 2016 en revanche, les tarifs jaunes et verts étant supprimés, le volume de l'ARB ne sera plus suffisant pour couvrir l'intégralité de la demande des consommateurs industriels (72 TWh du TARTAM auxquels vont s'ajouter 100 TWh des tarifs jaune et vert et les 60 TWh des consommateurs industriels n'ayant pas opté pour le TARTAM mais pour le marché). EDF n'aura aucune raison, ni économique<sup>31</sup>, ni juridique, de fournir ses clients à un prix différent du prix de marché de gros. Les fournisseurs alternatifs non plus. La concurrence entre EDF et les fournisseurs alternatifs ne les conduira plus à vendre à un prix proche du tarif de l'ARB.

Pour le démontrer, commençons par analyser le problème à l'envers, en partant de l'équilibre résultant d'une libéralisation complète du marché (i.e., aucun tarif réglementé, ni à l'aval, ni à l'amont) puis introduisons une obligation pour EDF de vendre à ses concurrents une partie de sa production nucléaire au tarif régulé de l'ARB.

Dans un marché totalement libéralisé et concurrentiel (cf.fig. 2), EDF et les fournisseurs alternatifs proposent aux consommateurs industriels un prix de détail proche du prix du marché de gros augmenté d'une marge de commercialisation, pour la fourniture de leurs besoins en base. La demande sur le marché de gros comprend les volumes nécessaires à la fourniture en base du segment des consommateurs industriels en France, à la couverture des pertes du réseau et au niveau des exportations. Puisque la production des centrales nucléaires françaises n'est pas suffisante pour satisfaire l'intégralité de la demande en base sur le marché de gros, le prix d'équilibre s'établit au niveau du coût marginal de production de la dernière centrale appelée, supérieur au coût marginal de production nucléaire. Le prix de détail s'établit alors à un niveau proche du prix du marché de gros augmenté d'une marge de commercialisation<sup>32</sup>. La rente de rareté est captée par le propriétaire des centrales nucléaires, en l'occurrence EDF<sup>33</sup>. D'un point de vue économique, cette rente signale qu'il conviendrait d'accroître les capacités de production nucléaire.

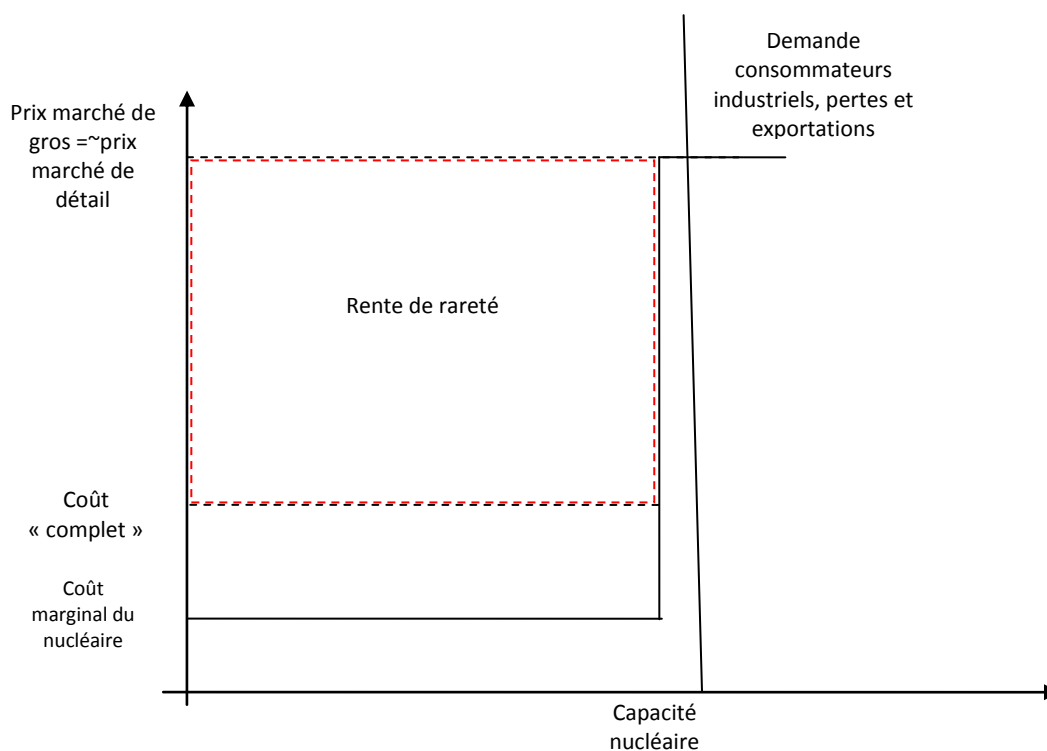
---

<sup>31</sup> Dès lors comme nous le supposons ici qu'EDF cherche à maximiser son profit comme n'importe quelle entreprise cotée.

<sup>32</sup> En concurrence imparfaite, le prix du marché de gros est supérieur ou égal au prix d'équilibre en concurrence parfaite.

<sup>33</sup> A titre d'illustration, le segment consommateurs industriels représente un volume total d'énergie d'environ 240 TWh sur une consommation totale de 440 TWh (200 TWh pour les résidentiels et petits professionnels). La production totale en France est d'environ 520 TWh (sans compter l'autoproduction), les exportations s'élèvent à environ 70 TWh et les pertes à 30 TWh. Si l'on considère que 80 % de tous ces volumes correspond à la base, on aura un besoin total en base de 272 TWh, ce qui correspond à un appel de puissance constant d'environ 31 GW. Pour fournir cette demande le système possède un parc de production nucléaire de 63 GW avec une disponibilité moyenne constante dans l'année de 75 % soit une puissance de 47 GW. Si on en soustrait une partie proportionnelle de la capacité nucléaire mobilisée pour servir les consommateurs résidentiels et professionnels (200/520 TWh), on obtient une capacité nucléaire de l'ordre de 29 GW disponible pour fournir les consommateurs industriels, couvrir les pertes et les exportations. Autrement dit, les capacités nucléaires ne permettent pas de satisfaire l'intégralité de la demande en base et il est nécessaire d'appeler d'autres capacités dont le coût marginal déterminera le prix d'équilibre sur le marché.

Figure 2 : Equilibre en marché libéralisé et concurrentiel<sup>34</sup>

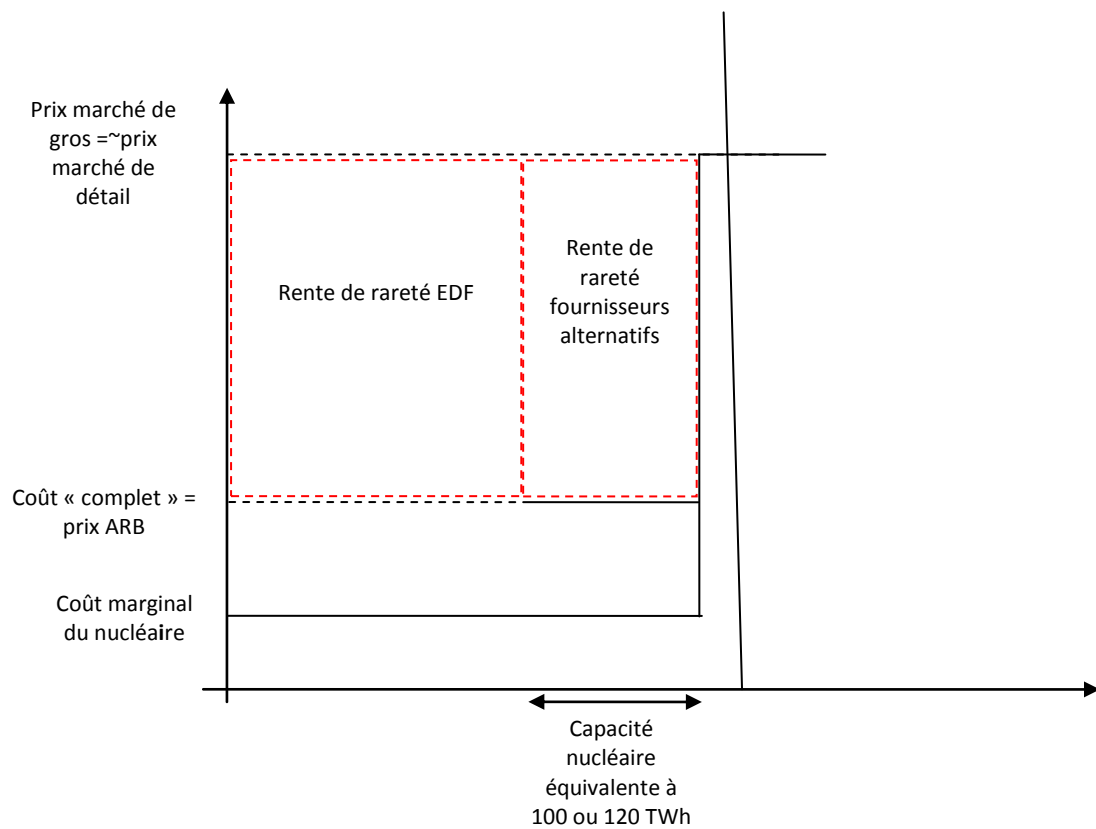


Examinons maintenant la situation résultant de la mise en œuvre de la NOME en 2016 (cf. figure 3). Lorsque les tarifs jaune et vert disparaissent, EDF et les fournisseurs alternatifs se font concurrence sur le segment des consommateurs industriels notamment pour la fourniture en électricité de base. La NOME permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder à la production nucléaire à un coût correspondant au tarif de l'ARB. L'accès aux droits de tirage est gratuit, seule son utilisation est payante. Il n'y a donc pas de coûts d'entrée autres que le développement commercial pour les fournisseurs alternatifs. Ces derniers se livreront alors une concurrence vive pour obtenir le maximum de volume au tarif de l'ARB. Comme il est limité à 100 TWh (ou 120 TWh si l'on intègre le volume destiné à couvrir les pertes), l'intégralité de la demande ne pourra pas être couverte. Il sera nécessaire de faire appel au marché de gros et c'est bien alors le prix du marché de gros qui déterminera l'équilibre sur le segment des consommateurs industriels. Pour conserver des clients EDF n'aura pas d'intérêt à baisser son prix en-deçà du prix du marché de gros. Les fournisseurs alternatifs non plus puisque qu'ils ne pourront de toute façon pas satisfaire leur demande au tarif de l'ARB et devront s'approvisionner pour la partie non couverte sur le marché de gros. La NOME conduit *in fine* à un transfert de rente au profit d'EDF et des fournisseurs alternatifs et au détriment des consommateurs industriels.

<sup>34</sup> Notons que le schéma est volontairement simplifié pour faciliter la compréhension. En réalité la demande d'électricité n'est pas fixe, elle varie à chaque heure au long de l'année. Dans ces conditions, la capacité nucléaire disponible ne serait suffisante pour couvrir toute la consommation horaire plus les pertes et les exportations que pour 15 % des heures de l'année, c'est-à-dire que la technologie nucléaire serait marginale très peu de temps. Pour les 85 % des heures où le nucléaire n'est pas marginal, le prix horaire est fixé par des technologies de semi-base (e.g., charbon, CCGT) et de pointe (e.g., turbine à gaz, diesel).



Figure 3 : Equilibre avec plafond d'ARB atteint et une fois les tarifs éliminés



Autrement dit, les industriels seront confrontés à une situation strictement identique à celle qui existerait en l'absence de toute régulation amont d'accès aux capacités nucléaires. La NOME conduit seulement au partage de la rente nucléaire entre EDF et les fournisseurs alternatifs bénéficieront bien d'un effet d'aubaine, contrairement à ce que prétend l'étude d'impact.

## 4. Des contre-incitations à l'investissement

---

L'étude d'impact soutient que la NOME incitera de façon optimale les fournisseurs alternatifs ainsi qu'EDF à réaliser les investissements nécessaires et souhaitables du point de vue de l'intérêt général. La NOME est ainsi censée fournir les bons signaux pour les investissements tant dans les capacités de production de base que dans les capacités de semi-base, de pointe et d'effacement. Autrement dit, la NOME permettrait à long terme d'atteindre une répartition plus équilibrée des moyens de production, seule situation garante du développement d'une concurrence effective.

Cette vision n'est pas réaliste car elle suppose : i) une amélioration de la stabilité et de la prévisibilité du cadre réglementaire résultant de la mise en œuvre de la NOME, ii) la prise en compte des coûts d'investissement dans la fixation du niveau du tarif de l'ARB et iii) la mise en place d'un système efficace d'obligations de capacité. Nous nous focaliserons ici sur les deux derniers points car le premier a déjà été traité dans la section 1.

Il convient de distinguer les effets de la NOME sur plusieurs catégories d'investissement : l'investissement destiné à prolonger la durée de vie des centrales nucléaires actuelles, l'investissement dans de nouvelles centrales nucléaires en base (EPR) et l'investissement dans des centrales de semi-base, de pointe et d'effacement. Du fait de l'intensité capitalistique élevée et du caractère fortement irréversible de l'investissement dans la production d'électricité, l'allocation des risques induite par la NOME est un paramètre crucial à prendre en compte pour analyser les incitations. Ces incitations peuvent en outre être considérablement amoindries en raison d'un certain nombre de distorsions entraînées par la NOME.

L'impact des différents paramètres du dispositif réglementaire dépend du type d'investissement considéré. Ainsi, l'effet d'une régulation du prix de l'énergie produite (e.g., le tarif de l'ARB) ou l'effet d'une régulation du prix de la capacité de production disponible (e.g. obligation de capacité) sera différent en fonction de la structure de coût de l'investissement (coût fixe, coût variable) et du rapport puissance disponible/énergie produite (ou facteur de charge variable) des différentes technologies. D'un point de vue général, les incitations à investir dans des capacités de base (e.g., nucléaire) sont plus sensibles aux régulations concernant la rémunération de l'énergie produite et les incitations à investir dans des capacités de pointe sont plus sensibles aux régulations concernant la capacité<sup>35</sup>. Nous nous concentrerons donc sur les dispositions de la NOME relatives à la régulation concernant l'énergie (tarifs de l'ARB, tarifs réglementés, prix de marché) pour analyser leurs effets sur les incitations à investir dans des technologies de base, puis sur les dispositions relatives à la régulation concernant la capacité (mécanisme d'obligation de capacité) pour analyser leurs effets sur les incitations à investir dans des technologies de semi base, de pointe et d'effacement.

---

<sup>35</sup> Le mécanisme d'obligations de capacité offre un complément de revenu à toutes les technologies qui produisent au moment de la pointe (i.e., toutes les technologies). Pour les technologies de pointe ce complément est très important car elles ne produisent pas une grande quantité d'énergie. Pour les technologies de base ce complément ne représente pas une part importante des recettes totales du fait de la grande quantité d'énergie qu'elles produisent pendant une année.

### *Effet de la NOME sur les investissements d'EDF pour prolonger la durée de vie des centrales existantes*

Environ la moitié du parc nucléaire français (30 GW, 34 x 900 MW) atteindra la durée de vie de conception au cours des dix prochaines années. Les besoins en investissements de prolongation seront donc conséquents même s'ils sont évidemment bien plus faibles que les coûts d'investissement dans la construction d'une nouvelle centrale.

Toute décision d'investissement se fonde sur la comparaison des recettes futures anticipées et des coûts. Le niveau des risques influence directement cet arbitrage. *Prima facie*, la NOME modifie ce dernier pour EDF dans un sens qui n'est pas forcément défavorable. En effet, comme nous l'avons vu la suppression après 2015 des tarifs réglementés pour les consommateurs industriels et la hausse des prix qui en résultera accroîtra les bénéfices qu'EDF peut espérer retirer de ses investissements. En revanche, si le niveau de l'ARB est trop bas, il est susceptible d'avoir un effet opposé. La NOME stipule que les coûts des investissements de prolongation seront inclus dans l'assiette servant à la détermination du tarif de l'ARB. Mais quel sera le niveau de ces coûts et comment seront-ils inclus dans le calcul ? Pour évaluer précisément les impacts de la NOME sur les investissements de prolongation, il faudrait connaître ces détails cruciaux. L'étude d'impact occulte cette difficulté et se contente d'affirmer sans le démontrer que la NOME induira des incitations appropriées.

On peut toutefois tabler sur un effet globalement négatif de la NOME sur l'incitation d'EDF à investir dans la prolongation de la durée de vie des centrales. En effet, la NOME induit une allocation asymétrique des risques puisque EDF sera contrainte à céder à ses concurrents des volumes significatifs d'énergie à prix régulé tout en supportant la plupart des risques d'investissement et d'exploitation. A l'opposé, les fournisseurs alternatifs disposeront de volumes importants d'énergie sans supporter aucun risque sur les investissements de prolongation dont pourtant ils bénéficieront. En ce qui concerne les investissements de prolongation, la NOME introduit ainsi une distorsion significative dans l'allocation des risques<sup>36</sup>. En poussant le raisonnement à l'extrême, EDF pourrait être conduit à privilégier des investissements dans de nouvelles capacités de production (lesquelles ne seraient pas concernées par l'ARB) au détriment d'investissements de prolongation qui auraient pourtant été souhaitables du point de vue du bien-être général.

Contrairement à ce que l'étude d'impact avance, la NOME ne garantit aucunement les incitations adéquates pour la réalisation des investissements de prolongation.

### *Effets sur les investissements dans de nouvelles centrales nucléaires*

La NOME réduit les incitations à investir d'EDF car elle établit un nouveau précédent l'obligeant à redistribuer une partie de la rente de rareté à travers ses prix de vente. L'opérateur historique peut craindre que le scénario de la NOME ne se répète et le dépossède des bénéfices de ses investissements dans de nouvelles centrales<sup>37</sup>.

---

<sup>36</sup> Risques déjà élevés : les réacteurs sont révisés au cas par cas et les travaux de prolongation dépendent de leur état. Le coût et surtout le temps de réalisation des travaux sont incertains. Il n'existe pas d'expérience de taille comparable au renouvellement du parc nucléaire français.

<sup>37</sup> Les investissements très capitalistiques comme ceux des nouvelles centrales nucléaires sont très sensibles aux risques

Pour ce qui concerne les concurrents d'EDF, la NOME ne leur fournit pas non plus d'incitations à investir dans de nouvelles capacités de production de base. En effet, un fournisseur alternatif préférera l'option d'accéder à une électricité de base à bas coût et sans risque par le mécanisme ARB à celle de l'investissement en base engendrant des coûts et des risques élevés. La NOME laisse ouverte la possibilité de la prise en compte du financement du renouvellement des moyens de production de base dans le tarif de l'ARB (lors des deux révisions des règles prévues en 2015 et 2020), mais cette perspective est trop vague pour constituer une pression suffisante.

De façon surprenante, la NOME qui se présente comme un dispositif "transitoire" ne prévoit aucun mécanisme de sortie crédible de la régulation à l'instar, par exemple, d'une diminution progressive et échelonnée du volume de l'ARB mis à disposition des fournisseurs alternatifs<sup>38</sup>. Elle envisage même la possibilité de prolonger le dispositif de l'ARB si les concurrents d'EDF n'investissent pas suffisamment ! Il s'agit-là d'une incitation forte à l'attentisme des fournisseurs alternatifs qui peuvent raisonnablement espérer que le gouvernement reconduira le dispositif.

Contrairement à ce qu'avance l'étude d'impact, la NOME n'incitera ni EDF, ni les fournisseurs alternatifs à investir efficacement dans de nouvelles capacités de production de base. Il est probable que dans 10 ou 15 ans, la situation du marché français ne soit guère différente de celle d'aujourd'hui<sup>39</sup>.

#### *Effets sur les investissements dans des capacités de semi-base, pointe et effacement*

L'étude d'impact suppose que le mécanisme d'obligations de capacité prévu dans NOME délivrera les bonnes incitations à l'investissement pour tous les acteurs du marché (i.e., le mécanisme de capacité sera conçu et fonctionnera parfaitement et sera mis en place rapidement).

Or les mécanismes d'obligations de capacité sont complexes et l'expérience montre que leur réussite dépend de leur architecture et que l'ajustement d'un système efficace prend du temps (cf. Batlle & Perez-Arriaga, 2008 ou Finon & Pignon, 2008)<sup>40,41</sup>. Ni l'étude d'impact, ni

---

d'opportunisme réglementaire (voir par exemple, Brunekreeft et McDaniel, 2005).

<sup>38</sup> Voir l'avis du Conseil de la Concurrence du 17 mai 2010.

<sup>39</sup> L'avis du Conseil de la Concurrence du 17 mai 2010 dit : "*Faute de l'émergence de véritables opérateurs intégrés présents au stade de la vente au consommateur, la production de pointe et la production de base, la situation de marché pourrait ne pas avoir véritablement changé à l'échéance du dispositif ARB par rapport à aujourd'hui. La majeure partie des capacités de production d'électricité de base resterait détenue par EDF, tandis que les fournisseurs alternatifs seraient surtout présents sur la vente au détail au consommateur final et la production d'électricité de pointe. La probabilité d'une demande de prolongation du dispositif ARB serait alors élevée.*"

<sup>40</sup> Ce type de mécanisme utilisé dans les marchés américains d'électricité (PJM, New England, New York) a dû être modifié à plusieurs reprises. Par exemple, au PJM un mécanisme de capacité a été mis en œuvre en 1999 et, à cause des défaillances de fonctionnement, il a dû être complètement remodelé en 2006. Le design du mécanisme appliqué en France pourra bien sûr profiter des expériences étrangères. Néanmoins, ces précédents montrent que pour délivrer les incitations à investir au bon moment les mécanismes de capacités doivent concerner des capacités à long terme (5 ans en avance). Il faut donc attendre une période assez longue pour bénéficier du retour d'expérience.

<sup>41</sup> La France sera le premier pays d'Europe continentale à mettre en œuvre un mécanisme d'obligations de capacité (Pignon et alii 2007). Dans un système interconnecté, la gestion de l'adéquation de capacité devrait être coordonnée entre les différents pays. Le design du mécanisme Français devra donc aussi prendre en compte les effets des pays voisins dans le dispositif (voir par exemple, Cepeda et alii 2009). La compatibilité régionale du mécanisme pourrait retarder encore

la NOME n'avancent d'idées précises sur le design ou les paramètres dimensionnant. Le mécanisme qui sera mis en place en France devra vraisemblablement être ajusté à plusieurs reprises avant qu'il ne commence à délivrer les bonnes incitations à l'investissement<sup>42</sup>.

De plus, un mécanisme d'obligation de capacité n'assure qu'une partie des revenus des acteurs ; l'investissement en production sera aussi rémunéré par l'énergie et éventuellement les autres services (e.g., réserves, ajustement, etc.) qu'il produit. La manière dont le mécanisme est conçu et dont il interagit avec le reste de régulation déjà en place sont déterminantes. Sans connaître les détails de design et son intégration, il est difficile d'évaluer l'impact effectif sur les investissements.

Néanmoins, il existe deux éléments dans la mise en œuvre de la NOME en France qui pourraient donner une indication des possibles conséquences. Ces deux facteurs sont : i) l'utilisation d'un prix moyen pour l'ARB combiné avec une modalité d'allocation du volume ARB basée sur l'énergie consommée et ii) les risques de pouvoir de marché sur le marché de capacité.

En fixant un prix moyen pour l'électricité de "base" la loi NOME pourrait distordre les signaux-prix des investissements dans des technologies de production de semi-base, de pointe et d'effacement. Cela arriverait si le décret d'application de la loi définissait une modalité d'allocation inadéquate<sup>43</sup>.

Par exemple, si le volume concerné par l'ARB est défini comme un pourcentage du montant d'énergie totale consommée dans l'année<sup>44</sup>, le dispositif couvrira en fait également de l'énergie consommée hors « base ». Cela induira une distorsion de la demande effective des consommateurs pour les heures semi-base et pointe, et donc une distorsion sur les incitations à investir dans les différentes technologies (voir annexe 2). En combinant cet effet aux incitations données par le mécanisme de capacité, on peut alors s'attendre à une déformation du mix de génération qui privilégierait les capacités de pointe au détriment de capacités de semi-base avec des conséquences négatives sur l'efficacité productive et potentiellement sur l'environnement.

La structure du marché qui caractérise aujourd'hui la production d'électricité risque de se reproduire pour le marché des capacités. EDF reste le producteur d'électricité principal pour tous les types de moyens de production. Dans l'hypothèse où les fournisseurs alternatifs se développeraient rapidement, il est probable que l'opérateur historique se retrouve en position dominante sur le marché de capacité. Or l'expérience de ce type de marché (e.g., PJM, New England, ou New York) montre qu'ils sont très sensibles à l'exercice du pouvoir de marché.

---

davantage sa réalisation. La France sera également le premier pays à mettre en place un mécanisme de capacité en l'absence de pool obligatoire ou semi-obligatoire, ce qui n'est pas sans poser des questions nouvelles et très ardues de conception.

<sup>42</sup> Voir le rapport Poignant-Sido (2010).

<sup>43</sup> La définition précise des modalités d'allocation de l'ARB ne figure pas dans le projet de loi alors que c'est un point-clé. Un décret d'application devrait définir les modalités exactes d'allocation. Deux types de modalités sont considérés. Une allocation de l'ARB sur la base d'un pourcentage de l'énergie consommée et une allocation sur la base de la durée d'utilisation (voir annexe 1)

<sup>44</sup> Comme indiqué dans l'étude d'impact "à des fins d'illustration" (cf. page 26),

## Conclusion

---

L'étude d'impact de la NOME avance de nombreuses certitudes.

Nous avons montré que deux d'entre elles sont fausses. En matière de visibilité du cadre réglementaire, la certitude est que la NOME n'offrira aucune profondeur dans la durée pour les producteurs, fournisseurs et consommateurs. Sa mise en œuvre sans rupture avant fin 2015 serait un miracle, sans parler de sa durée de vie jusqu'en 2025. Plus grave est l'assurance fautive donnée aux consommateurs et à l'opinion publique indiquant que la NOME garantit que les entreprises continueront de bénéficier de l'avantage coût de la production d'électricité d'origine nucléaire. Telle qu'elle est construite, une fois les tarifs jaune et vert éliminés et les 100 TWh alloués, la NOME aboutira nécessairement à un prix de vente aux consommateurs industriels très supérieur au tarif de l'ARB et les fournisseurs alternatifs bénéficieront d'un enrichissement de pure aubaine.

D'autres certitudes ne sont en fait que des incertitudes. C'est le cas en particulier des retombées de la NOME sur les investissements. Elle ne garantit aucunement les incitations adéquates pour la réalisation des investissements de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Telle qu'elle est construite, la NOME désincite les investissements d'EDF et des fournisseurs alternatifs dans de nouvelles capacités de production d'électricité de base. Pour les investissements dans des capacités de semi base, de pointe et d'effacement, l'incertitude est la plus totale car l'architecture du marché de garanties de capacité n'est pas connue. Sa mise en place sera nécessairement longue et suivra un chemin semé d'embûches.

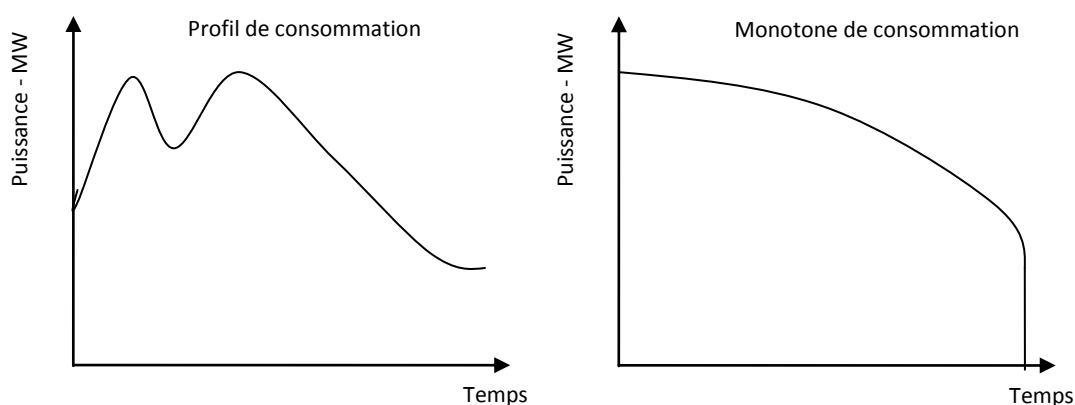
### Annexe n° 1 : modalités d'allocation de l'ARB

La définition des modalités d'allocation de l'ARB est un paramètre clé pour le fonctionnement de la NOME. Elles définissent en fait le produit de base des futurs contrats ARB entre EDF et les fournisseurs alternatifs. Elles ne sont cependant pas précisées à ce stade puisque leur définition est renvoyée à un décret d'application.

Deux options sont envisageables<sup>45</sup> : une allocation sur la base d'un pourcentage de l'énergie consommée et une allocation sur la base de la durée d'utilisation ou d'appel d'une puissance donnée<sup>46</sup>.

Pour les comparer, nous utilisons le profil de consommation d'un fournisseur<sup>47</sup> représenté dans la figure 4.

Figure 4 : Profil de consommation d'un fournisseur



#### Allocation sur la base d'un pourcentage de l'énergie consommée

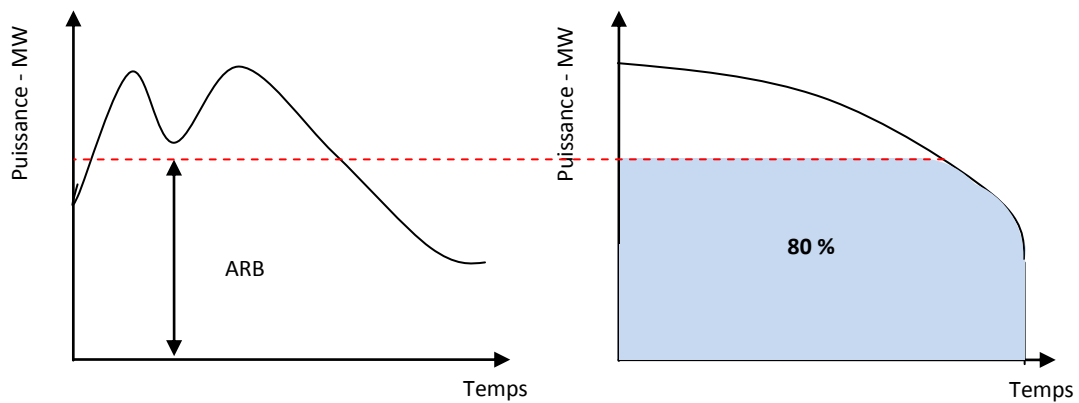
La puissance d'ARB allouée est définie comme la puissance de base permettant d'alimenter Y% de l'énergie soutirée. La figure 5 montre graphiquement comment l'ARB est déterminée pour notre exemple pour un pourcentage d'énergie consommée de 80 %.

<sup>45</sup> Nous nous inspirons largement du document ELENEO ([http://www.eleneo.fr/media/files/Eleneo\\_Impact%20du%20projet%20de%20loi%20NOME%20sur%20les%20prix\\_201003\\_25.pdf](http://www.eleneo.fr/media/files/Eleneo_Impact%20du%20projet%20de%20loi%20NOME%20sur%20les%20prix_201003_25.pdf)).

<sup>46</sup> La première option est mentionnée comme illustration dans l'étude d'impact. Cette option est aussi utilisée par la CRE pour réaliser ses projections sur les évolutions de tarif de la loi NOME.

<sup>47</sup> La loi NOME s'oriente vers une allocation du volume totale ARB sur la base de la consommation des fournisseurs. Une allocation sur la base de profil de consommation des clients individuels pourrait toutefois être envisagée.

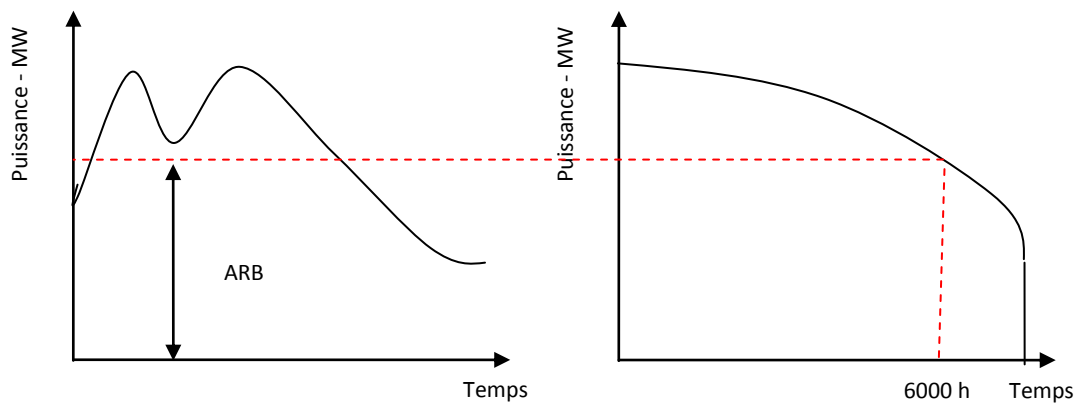
Figure 5 : Allocation sur la base d'un pourcentage d'énergie consommée



#### Allocation sur la base de la durée d'utilisation

La puissance d'ARB allouée est définie comme la puissance appelée pendant la X<sup>ème</sup> heure la plus chargée de l'année. La figure 6 montre graphiquement comment l'ARB est déterminé avec à titre d'illustration un nombre d'heures fixé à 6000 heures.

Figure 6 : Allocation sur la base de la durée d'utilisation

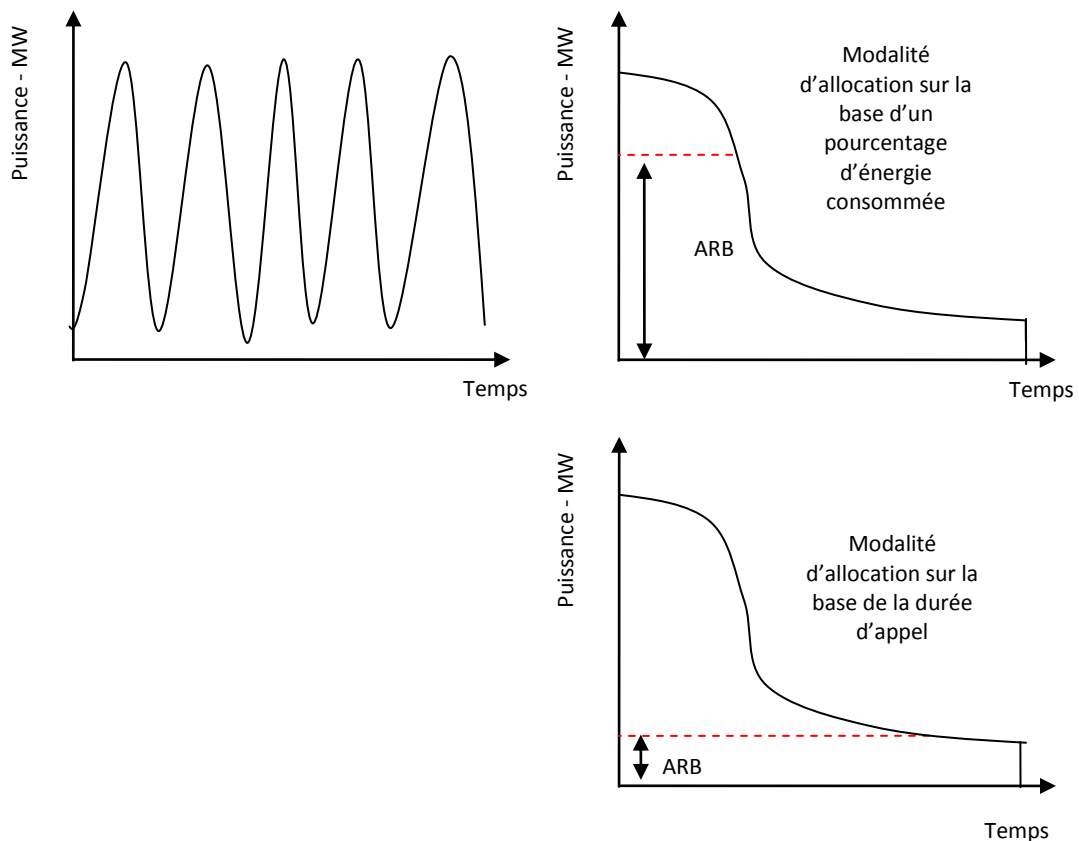


#### Impact des modalités d'allocation sur deux profils de consommation différents

Le choix des modalités d'allocation peut avoir un impact significatif sur les différents types de profils de consommation. Pour le montrer, nous analysons un profil de consommation avec une forte caractéristique de consommation de pointe comme indiqué dans la figure 7.



Figure 7 : Impact des modalités sur deux profils de consommation différents



## Annexe n° 2 : distorsions de la NOME sur les investissements

Le schéma ci-dessous (fig. 8) illustre les décisions d'investissements dans un système libéralisé (à gauche, un système optimal et à droite un système avec distorsion). La détermination des capacités à installer pour chaque technologie au sein d'un parc de production dépend naturellement de la structure de coûts (coût fixe et coût variable) et des besoins d'énergie (horaires) exprimés par une monotone de puissances appelées.

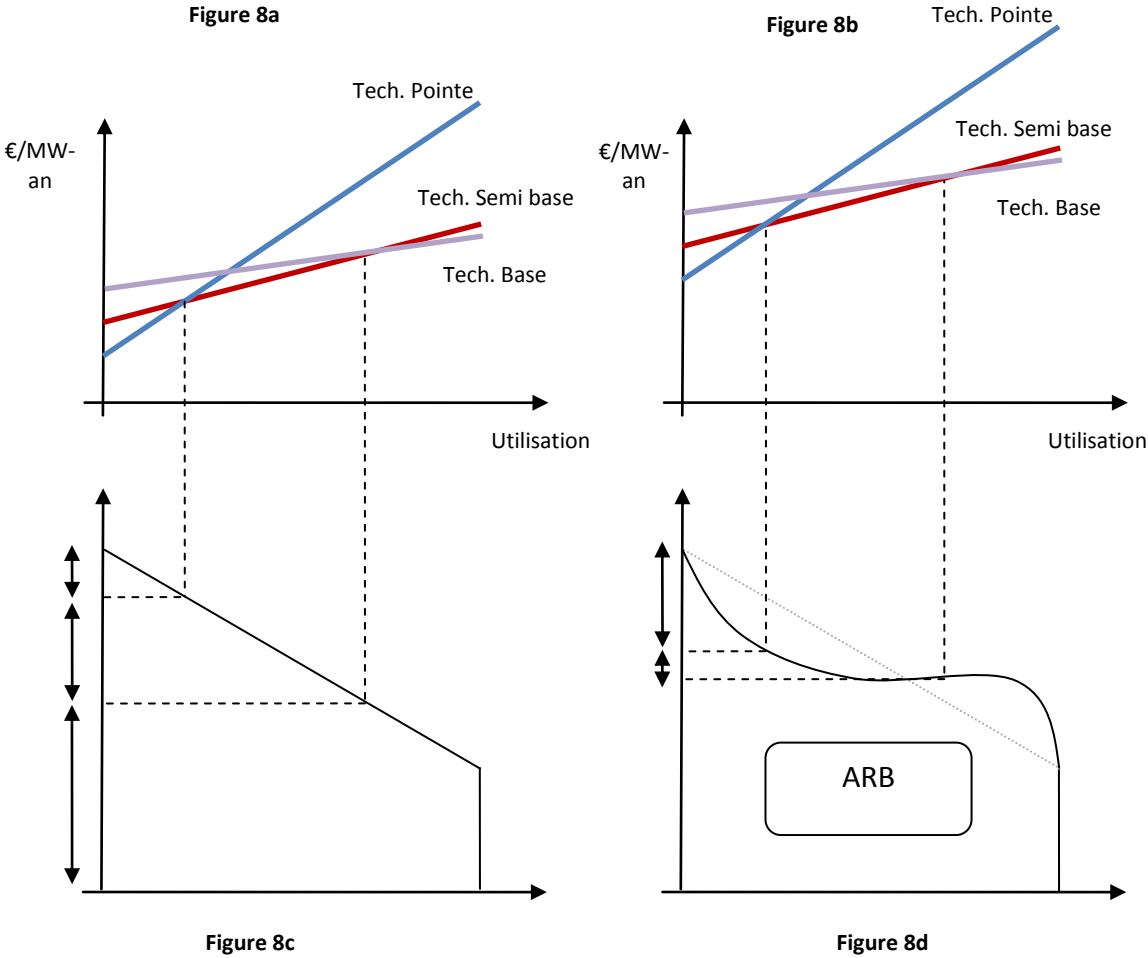
Les figures 8a et 8b illustrent les coûts annualisés de production de trois technologies de production (base, semi-base et pointe) en fonction de la durée d'utilisation. Ces coûts se décomposent en coût d'investissement proportionnel à la capacité et en coûts variables de production. Les coûts variables sont plus élevés (resp. bas) pour la technologie de pointe (resp. base) et les coûts d'investissements sont plus bas (resp. élevés) pour la technologie de base (resp. pointe). Les coûts de la technologie de semi-base sont intermédiaires.

On montre que dans un marché parfait, les acteurs de marché investissent dans chaque technologie de façon optimale (cf. Green, 2006 ; Romano & Finon 2009). Les figures 8a et 8c illustrent ce choix pour une monotone de consommation donnée.

La mise en place de la loi NOME avec une modalité d'allocation de l'ARB basée sur un pourcentage de l'énergie consommée annuellement pourrait introduire de distorsions sérieuses pour les investissements et pour les choix des technologies. En effet, les fournisseurs utiliseraient les contrats ARB pour fournir une partie importante de leur consommation. Cette consommation ne correspondra pas uniquement à celle qui serait

fournie par la technologie de base dans un système parfait. La consommation résiduelle (la consommation réelle moins celle couverte par l'ARB) donnera une monotone de charge déformée qui aboutira au remplacement de capacités de technologie de semi-base par celles de pointe (cf. figures 8b et 8d).

Figure 8 : Illustration sur l'impact de la NOME sur les investissements



## Références

---

- Battle C., Pérez-Arriaga I. (2008), "Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets", *Utilities Policy*, Volume 16, Issue 3, September 2008, Pages 184-193
- Brunekreeft, G. et McDaniel T. (2005), "Policy Uncertainty and Supply Adequacy in Electric Power Markets", *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 21, Issue 1, pp. 111-127
- Cepeda M., Saguan M., Finon D., Pignon V. (2009), "Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets", *Energy Policy*, Volume 37, Issue 12, December 2009, Pages 5612-5622
- Champsaur P. (2009), *Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité présidée par Paul Champsaur*, rapport pour le MEDDAT et le Ministère de l'Economie, avril 2009.
- Conseil de la Concurrence (2010), *Avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché d'électricité*, Conseil de la Concurrence, Paris
- Crampes, C., Glachant, J-M., Hirschhausen, C. von, Leveque, F., Newberry, D., I., Perez-Arriaga, Ranci, P., Soft, S. and Willems, B. (2009), "Where the Champsaur Commission has got it wrong", *The Electricity Journal*, v.22, p.81-86, 2009.
- Cramton P., Stoft S. (2005), "A capacity market that makes sense", *The Electricity Journal*, 18, 43-54, 2005
- Curien N., (2003), "Cost Calculation", dans Lévêque F., (2003) *Transport Pricing of Electricity Networks*, Kluwer Academic Publishers, 2003
- EPEX (2010), *Impact de l'ARB sur la liquidité et les prix du marché de gros de l'électricité en France*, rapport EPEX mai 2010
- Finon D. (2009a), "Commentaires sur les recommandations de la Commission Champsaur et contreproposition", working paper CIRED & Gis LARSEN, 25 mai 2009
- Finon D. (2009b), "Une alternative marchande à la proposition principale du rapport Champsaur", working paper CIRED & Gis LARSEN, 29 mai 2009
- Finon D. (2010), « Le projet de loi NOME : l'invention d'une drôle de concurrence à prix de marché imposé », Note de travail CIRED, mai 2010
- Finon D., Pignon V., (2008), "Electricity and long-term capacity adequacy : the quest for regulatory mechanism compatible with electricity market", *Utilities Policy*, 16, 143-158, 2008
- Finon D., Romano E. (2009), "Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation", *Energy Policy*, Volume 37, Issue 8, August 2009, Pages 2977-2985
- Green R., (2006), "Investment and generation capacity", dans Lévêque F. (Eds) (2006), *Competitive Electricity Markets and Sustainability*, London, Edward Elgar Publishers
- Holburn G. 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.

Joskow P., (2006), “Competitive electricity markets and investment in new generating capacity”, Working Paper, Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research

Laffont J.-J. et Tirole J., (1993), *A theory of incentives in procurement and regulation*, Cambridge, MA: MIT Press, 1993

Lévêque F., (2004), *Economie de la réglementation*, 2d Ed. Editions La Découverte, 2004.

Pignon V., Cepeda M., Hermon, X. Poupart F. (2007), “Investment criteria for generation capacity and interconnections in a regional electricity market”, 6th Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin, Octobre 2007

Poignant-Sido (2010), Rapport *Poignant-Sido*, Groupe de travail sur la Maîtrise de la pointe électrique.

Spector D. (2006), *Electricité : Faut-il désespérer du marché ?*, Rue D’Ulm Edition, Paris

Spector D. (2009), « Heurs et Malheurs des tarifs régulés de l’électricité en France », Concurrences, N° 4-2009

Stoft S. (2002), *Power System Economics*, Wiley 2002