JUSTIFICATIONS ÉCONOMIQUES DE L'UTILITÉ D'UN MÉCANISME DE BOUCLAGE DANS LE FONCTIONNEMENT D'UN DISPOSITIF D'OBLIGATION DE CAPACITÉ (*)

par François LÉVÊQUE
Professeur d'Économie à Mines ParisTech

Gildas DE MUIZON
Associé et directeur exécutif de Microeconomix (**)

Vincent RIOUS
Économiste senior de Microeconomix et conseiller en ingénierie à la chaire « Loyola de Palacio » de politique énergétique à l'Institut universitaire européen de Florence

et Marcelo SAGUAN
Économiste senior de Microeconomix et conseiller en ingénierie à la chaire « Loyola de Palacio » de politique énergétique à l'Institut universitaire européen de Florence

La mise en place d'un dispositif d'obligation de capacité a pour objet d'assurer la sécurité d'alimentation du système électrique (en limitant le risque de défaillance au niveau défini par les pouvoirs publics) et de résoudre le problème du financement de toutes les capacités nécessaires à la satisfaction de la demande à la pointe. En effet, les prix du marché de l'énergie ne permettent pas de recouvrer aujourd'hui le coût des capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'alimentation du système. Cependant, il ne suffit pas, pour atteindre cet objectif, de définir une contrainte globale, de la décliner en obligations individuelles imposées à chaque fournisseur et de laisser faire ensuite le marché. En effet, les performances d'un mécanisme d'obligation de capacité en termes d'effectivité (atteinte de l'objectif défini) et d'efficacité (minimisation du coût) sont compromises par deux spécificités déterminantes : d'une part, le respect de la contrainte globale (dimensionnement du parc) est crucial car sinon on n'assure plus la sécurité du système et on expose l'ensemble des acteurs à une défaillance du système ; d'autre part, les cycles d'investissement dans de nouvelles capacités sont de plusieurs années, ce qui limite considérablement les marges d'ajustement à court terme. Notre analyse montre qu'il est, dans ces conditions, indispensable de disposer d'un mécanisme de bouclage qui permette de s'assurer avec suffisamment d'anticipation que l'objectif global de capacité sera atteint, en particulier lorsque les marchés de détail sont libéralisés. La mise en œuvre d'un mécanisme de bouclage permet de concilier efficacement la nécessité d'offrir aux acteurs une visibilité à moyen terme avec celle d'assurer la sécurité du système. Les retours d'expérience des dispositifs mis en œuvre aux États-Unis sont riches d'enseignement, car les premiers dispositifs de capacité y ont été lancés il y a plus d'une dizaine d'années. Les résultats mitigés des premiers dispositifs ont conduit (ou sont sur le point de conduire) à leur profonde refonte et à l'inclusion systématique d'un mécanisme de bouclage.

INTRODUCTION

À l'heure actuelle, le fonctionnement concret des marchés libéralisés de l'électricité ne permet pas de fournir aux acteurs les signaux adéquats pour assurer un niveau efficace d'investissement dans les capacités susceptibles de satisfaire la demande à la pointe (Joskow, 2008). La principale raison de cette imperfection réside dans le fait que les marchés rémunèrent quasi exclusivement l'énergie produite et qu'ils font l'objet

(*) Les résultats présentés dans cet article sont issus de travaux de recherche financés par EDF. Ils reflètent uniquement la position des auteurs qui s'expriment à titre personnel.

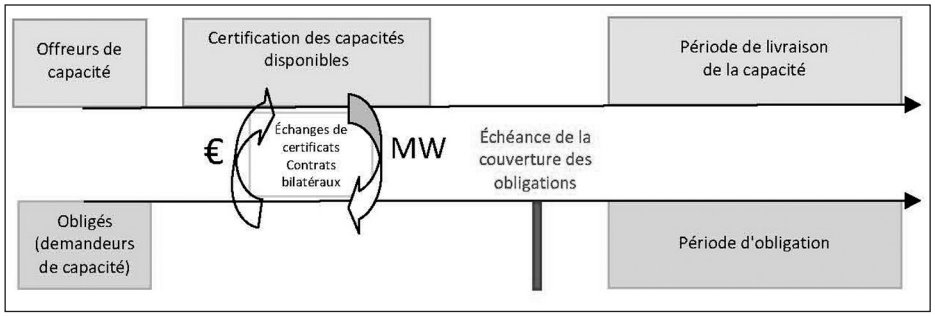
(**) Microeconomix : cabinet de consultants spécialisés dans la micro-économie appliquée au droit de la concurrence et l'analyse économique appliquée à l'énergie complétées par une solide maitrise des techniques économétriques.

de divers mécanismes de régulation visant à plafonner les prix durant les périodes de tension du système. L'apparition des périodes de tension est en outre très aléatoire et leur ampleur est très variable d'une année sur l'autre. Il en résulte un problème de *missing money* (Shanker, 2003), pouvant conduire à un niveau insuffisant d'investissement dans les capacités susceptibles d'être mobilisées pour satisfaire la demande à la pointe.

Afin de garantir le respect de l'objectif de sécurité du système électrique, il est nécessaire de remédier à cette imperfection du marché de l'énergie, en mettant en place un dispositif obligeant les acteurs à disposer de la capacité nécessaire à la sécurité d'alimentation du système et permettant d'assurer une rémunération complémentaire des capacités lors des périodes de pointe. Pour ce faire, il est possible, comme le prévoit la loi NOME (1), de mettre en place un système d'obligation de capacité. Le principe est le suivant : chaque fournisseur d'électricité se voit attribuer, en fonction de la contribution de son portefeuille de clients à la consommation de pointe, une obligation de capacité qu'il doit satisfaire avec ses propres capacités ou en acquérant des certificats de capacité auprès d'autres acteurs. En d'autres termes, chaque fournisseur doit disposer ou acquérir des certificats de capacité à hauteur des besoins de couverture de la consommation de ses clients, augmentée d'une marge de sécurité fixée par la puissance publique.

Après un rappel des principes de base du fonctionnement et de la mise en œuvre d'un mécanisme d'obligation de capacité (section 1), notre article présente le bilan mitigé des premières expériences américaines (section 2) et met en évidence les problèmes qui sont apparus et qui ont conduit (ou sont sur le point de conduire) à de profondes refontes des dispositifs initialement mis en place. Nous montrons que la principale évolution des dispositifs américains réside dans l'introduction d'un mécanisme de bouclage, et expliquons en quoi cela améliore les propriétés du mécanisme (section 3).

FIGURE 1 : Synthèse des échéances principales d'un système d'obligation de capacité



I. — PRINCIPES DE BASE DU FONCTIONNEMENT ET DE LA MISE EN ŒUVRE D'UN MÉCANISME D'OBLIGATION DE CAPACITÉ

L'objectif premier de la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité est de fournir les incitations au développement du niveau souhaité de capacité, pour la sécurité du système, et d'assurer une rémunération complémentaire de la capacité prête à répondre à la demande à la pointe, afin de pallier le problème de *missing money*. Ce niveau dépend bien évidemment des prévisions de la demande future et des pics de consommation. La puissance publique fixe ainsi un coefficient de marge de sécurité qui, appliqué à une prévision de demande future (individuelle ou globale – comme la somme des obligations individuelles), détermine l'obligation (individuelle ou globale) de capacité.

Comme il n'est pas envisageable de faire peser sur chaque consommateur individuel l'obligation de disposer de la capacité permettant de couvrir sa consommation, c'est généralement sur les fournisseurs d'électricité que repose cette responsabilité. En pratique, l'obligation individuelle est établie en fonction d'une règle prédéfinie. Celle-ci se fonde généralement sur la consommation du portefeuille de clients de chaque fournisseur, soit estimée *ex ante* sur la base de prévisions, soit observée *ex post* sur la base des consommations effectivement mesurées. Pour respecter son obligation, le fournisseur peut utiliser ses propres capacités ou acquérir des capacités complémentaires auprès d'autres acteurs (par l'intermédiaire de contrats négociés de gré à gré ou en achetant des certificats de capacité sur un marché organisé). À l'issue de la vérification de l'adéquation entre l'obligation individuelle de capacité et les certificats de capacités finalement détenus par chaque fournisseur, une pénalité est imposée aux fournisseurs qui n'auraient pas respecté leur obligation.

Du côté de l'offre de capacité, un processus de certification doit être mis en place afin d'attribuer à chaque capacité des certificats qui pourront ensuite être vendus. Il faut également définir la période de livraison de la capacité, durant laquelle l'offreur s'engage à la rendre disponible (2).

(1) Article 6 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

(2) La disponibilité correspond ici au fait que la capacité doit être prête à répondre aux besoins à la pointe, ce qui signifie qu'elle doit être construite, correctement entretenue et exploitée, ne pas être en arrêt programmé, etc. En revanche on ne peut exclure que la capacité soit indisponible du simple fait d'un aléa (indisponibilité fortuite). La probabilité d'une telle indisponibilité fortuite est intégrée dans la définition du critère de qualité de fourniture visé.

En théorie, la fixation d'un taux de marge et sa traduction en obligations individuelles (ainsi qu'un mécanisme adéquat de contrôle et de pénalités pour non-exécution) suffisent pour créer un marché de certificats de capacité négociables. Les acteurs disposant de capacités disponibles obtiennent des certificats qu'ils peuvent ensuite utiliser pour satisfaire leur propre obligation ou les vendre à d'autres acteurs. L'équilibre entre l'offre et la demande de certificats sur le marché organisé fait émerger un prix du certificat, qui ne dépend, en théorie, que de la contrainte globale, mais pas de la répartition des obligations individuelles entre les différents acteurs.

Une telle organisation correspond à un mécanisme sans bouclage qui s'apparente à celui de nombreux dispositifs mis en œuvre dans divers domaines (par exemple, le marché européen de permis d'émission négociables, les marchés des certificats blancs ou verts, etc.). Cependant, dans le cas d'un mécanisme de capacité, deux spécificités ont un impact déterminant sur les performances du dispositif en termes d'effectivité (atteinte de l'objectif défini) et d'efficacité (minimisation du coût). D'une part, le respect strict de la contrainte globale de capacité est crucial car sinon on n'assure plus la sécurité du système et on expose l'ensemble des acteurs à une défaillance du système. D'autre part, les cycles d'investissement dans de nouvelles capacités sont de plusieurs années, ce qui limite considérablement les marges d'ajustement à court terme (3).

Ces particularités doivent être prises en compte dans la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité, car elles affectent à la fois son fonctionnement concret et ses performances. Les retours d'expérience des dispositifs mis en œuvre aux États-Unis sont, de ce point de vue, riches d'enseignement, car les premiers dispositifs de capacité y ont été lancés il y a plus d'une dizaine d'années.

II. — LES RÉSULTATS MITIGÉS DES PREMIÈRES EXPÉRIENCES AMÉRICAINES

Plusieurs mécanismes d'obligation de capacité ont été mis en œuvre aux États-Unis. Certains sont assez anciens puisque trois d'entre eux ont été lancés en 1999 (PJM (4), Nouvelle-Angleterre et New-York) (5). De nombreuses études ont analysé leurs performances et ont cherché à expliquer les raisons des résultats mitigés observés (Chandley, 2005 ; Cramton & Stoft, 2005 ; Harvey, 2005 ; Joskow, 2007 & 2008 ; NERA, 2004 ; The Brattle Group, 2008, 2009a & b, 2010a, b &c).

En effet, il est apparu que les premiers mécanismes de capacité n'ont pas eu l'effet escompté d'apporter un complément de rémunération significatif aux détenteurs de capacités de production. Sans surprise, les investissements durant cette période ont été faibles : les dispositifs mis en place ne se sont pas traduits par des développements significatifs dans de nouvelles capacités telles que la construction de nouvelles centrales, l'augmentation de la capacité de centrales existantes, la remise en fonctionnement de centrales sous cocon, la prolongation de la durée de vie de centrales sur le point d'être fermées, ou encore la mise en œuvre d'actions de réduction ou de gestion de la demande.

Une première explication avancée (Stoddard & Adamson, 2009) réside dans le fait que les échéances étaient de courte durée. Par exemple, dans le cas du dispositif mis en place par PJM, la période de livraison de la capacité n'était que d'une journée, et les fournisseurs avaient jusqu'au jour de livraison pour satisfaire leur obligation journalière. Tout se jouait donc à très court terme. En Nouvelle-Angleterre, les échéances étaient un peu plus longues, puisque les périodes de livraison et d'obligation étaient d'un mois. Mais le cycle d'investissement dans de nouvelles capacités (quelle que soit leur forme) est de toute façon de l'ordre d'au moins plusieurs années (par exemple trois à quatre années pour une turbine à combustion). Dans ces conditions, l'offre de capacité n'était constituée que des capacités existantes et disponibles à court terme, offrant peu de solutions alternatives aux acteurs pour satisfaire leurs obligations.

Cette inélasticité de l'offre à court terme s'est traduite par un comportement bipolaire des prix, qui passaient d'un prix nul dans les périodes de surcapacité à un prix égal à la pénalité dans les moments de tension du système (The Brattle Group, 2009b). Le signal-prix généré par le dispositif était donc très volatile et n'offrait pas aux investisseurs une information pertinente susceptible de les inciter à investir. Dans ces conditions, le critère de sécurité du système électrique n'aurait pas été respecté sans l'intervention des gestionnaires de réseau américains qui ont cherché à compenser les piètres performances des mécanismes de capacité par l'accroissement du nombre de contrats hors marché (les *reliability-must-run contracts)* (Gottstein & Schwartz, 2010 ; Chandley, 2005 ; Harvey ; 2005). Ces contrats étaient généralement conclus avec des moyens de production sur le point de fermer. Les producteurs se trouvaient alors

(3) Le bouclage n'est pas nécessaire dans les autres marchés de droits négociables (marchés de permis d'émissions, de certificats blancs ou verts). En effet, pour ces mécanismes, le non-respect de la contrainte globale n'a pas pour conséquence une défaillance technique du système sur lesquels ils sont appliqués. Ne pas respecter une contrainte d'émissions de CO_2, d'actions d'efficacité énergétique ou de parts d'énergies renouvelables est certes dommageable. Mais le système électrique continuera néanmoins à fonctionner.

(4) PJM : organisme de transport régional d'électricité aux États-Unis faisant partie de l'interconnexion de l'Est.

(5) Il faisait suite à des mécanismes régulés rémunérant la capacité, qui existaient avant la libéralisation du secteur électrique dans ces États (voir par exemple, pour PJM, Lambert, 2001).

en position de force car, en se déclarant sur le point de fermer une centrale, ils pouvaient obtenir auprès du GRT un contrat sans risque de marché pour une part de leur revenu. Il n'y avait pas, alors, une vraie concurrence dans la fourniture de capacité, car la logique de court terme du mécanisme ne permettait pas d'opposer des moyens de pointe avec des dynamiques différentes *(i.e.,* la décision de non-fermeture *vs.* la décision d'investissement).

Une deuxième explication avancée tient aux difficultés de contrôler les actions des fournisseurs et de limiter leurs comportements opportunistes (Harvey, 2005 ; Joskow, 2007 ; The Brattle Group, 2010c). Ce point est particulièrement important lorsque les marchés de détail sont libéralisés et que les consommateurs d'électricité peuvent changer de fournisseur. Lorsque le GRT vérifie que chaque fournisseur possède suffisamment de crédits de capacité pour couvrir son obligation, il ne peut distinguer un manque de capacité résultant d'une erreur d'anticipation de la part de marché du fournisseur, d'un manque de capacité délibérément choisi par le fournisseur par rapport à sa consommation à la pointe (CPUC, 2010 ; NERA, 2004 ; The Brattle Group, 2010c). Par ailleurs, en cas de tension sur le mécanisme de capacité, un fournisseur peut toujours adopter un comportement stratégique qui consiste à se défaire de certains clients afin de réduire son exposition à la pénalité. Plutôt que d'augmenter les ressources de capacité pour correspondre à son portefeuille de clients, il adapte ce dernier aux ressources dont il dispose (6). Même si les expériences n'ont pas permis de mettre en évidence de tels comportements stratégiques, leur simple anticipation suffit à diminuer les incitations à l'investissement. Il est symptomatique que les autorités compétentes et les observateurs de ces dispositifs aient largement exprimé leurs préoccupations sur ce sujet (CPUC, 2010 ; The Brattle Group, 2010c).

III. — L'INTRODUCTION D'UN MÉCANISME DE BOUCLAGE

Ces résultats mitigés ont conduit à une profonde refonte des dispositifs mis en œuvre par PJM et en Nouvelle-Angleterre. Les deux évolutions importantes concernent l'accroissement de l'anticipation des échéances et la mise en place d'un mécanisme de bouclage.

1. Le besoin d'avoir un mécanisme de capacité plus anticipatif

L'anticipation accrue du dispositif offre davantage de visibilité et d'alternatives aux investisseurs dans de nouvelles capacités. Il pose en revanche des problèmes du côté de la demande, tant pour sa prévision que pour son engagement à une échéance plus lointaine.

L'anticipation accrue des échéances permet d'offrir aux investisseurs une visibilité plus en adéquation avec la durée des cycles d'investissement. Par exemple, les nouveaux dispositifs mis en place par PJM et en Nouvelle-Angleterre définissent des périodes de livraison et d'obligation d'un an, et une première échéance de couverture des obligations trois ans en avance. Si les ressources existantes ne suffisent pas à couvrir l'obligation totale de capacité, une telle échéance permet aux acteurs de développer de nouvelles capacités qui seront disponibles au moment de la période de livraison. On rend ainsi l'offre de capacité plus élastique en intégrant davantage de possibilités pour couvrir les obligations de capacité. L'anticipation accrue de l'échéance permet également aux investisseurs de prendre leur décision en connaissant à l'avance la valeur que le système attribue à leurs capacités.

Cependant, l'anticipation accrue de l'échéance pose des problèmes du côté de la demande. Tout d'abord, une prévision de demande réalisée trois ans en avance emporte davantage de risques d'erreurs qu'une prévision réalisée un mois, voire un jour en avance. Plus la prévision est anticipée, moins elle est certaine en raison d'une plus grande incertitude sur l'activité économique future, le comportement futur des consommateurs, les prévisions météorologiques et climatiques, etc. Ces incertitudes sont cependant intégrées dans la définition du critère de qualité visé. En revanche, ce qui pose problème dans un système sans bouclage, c'est que la somme des prévisions de part de marché des fournisseurs n'a aucune raison de correspondre à 100 % : lorsque la prévision est réalisée par les fournisseurs comme c'est le cas dans un mécanisme sans bouclage, elle emporte une incertitude supplémentaire sur l'évolution de leur portefeuille. Dans ces conditions, il est probable que les fournisseurs anticipent mal leur obligation. La contrainte globale d'adéquation ne serait donc pas respectée, ce qui compromettrait la sécurité du système.

L'anticipation accrue de l'échéance pose également le problème de l'incitation des fournisseurs à contractualiser à long terme (7). On pourrait penser en effet que, dans tous les cas, les fournisseurs peuvent contractualiser les obligations de capacité à long terme, *i.e.,* couvrir leurs obligations bien avant la date d'échéance, et pour une longue période en cohérence avec la durée de vie des actifs de

(6) Afin d'éviter qu'un client ne se retrouve sans fournisseur (dans l'hypothèse où aucun autre fournisseur ne souhaiterait fournir ce client), un fournisseur de dernier recours est généralement mis en place. La situation particulière du fournisseur en dernier recours qui ne choisit pas ses clients soulève d'épineuses questions sur la manière de le réguler dans le cadre du mécanisme de capacité (notamment : quelles obligations de capacité pour le fournisseur de dernier recours ? Quelle pénalité ?, etc.).

(7) Notons que ce phénomène est tout à fait semblable à celui observé sur les marchés energy only, *dont le fonctionnement repose sur des acteurs qui investissent librement afin de se couvrir contre des prix très élevés de l'énergie dans des périodes de pénurie de capacité. Voir FINON, D. (2008), « Investment risk allocation in decentralised electricity markets. The need of long-term contracts and vertical integration », OPEC Energy Review, 32(2), pages 150-183.*

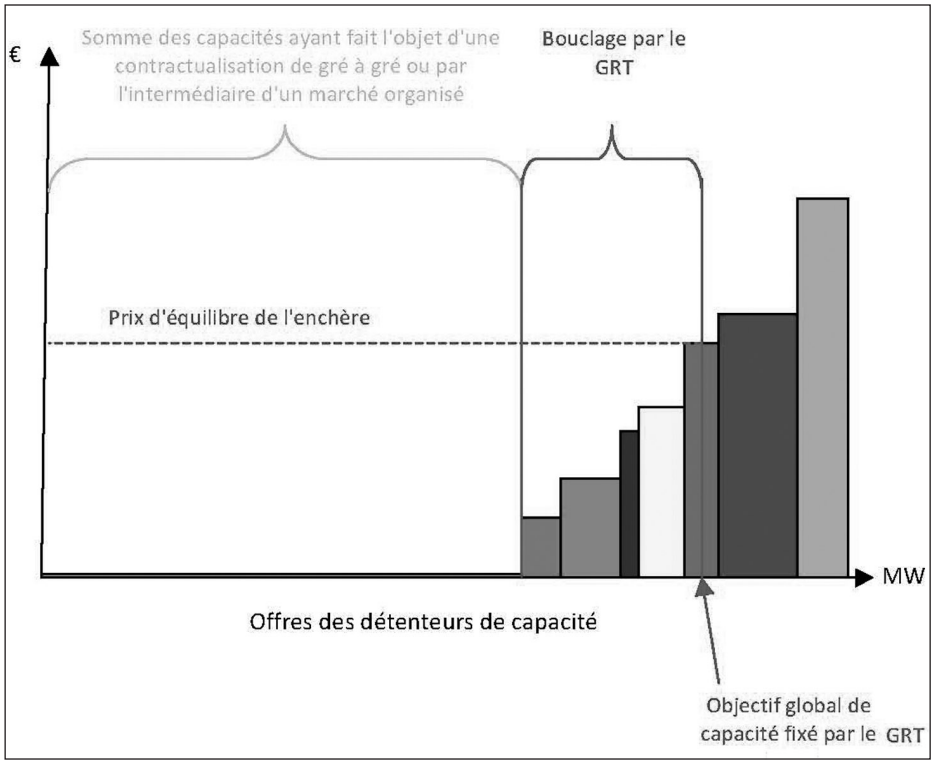
production. En pratique, il est vraisemblable que les fournisseurs œuvrant dans un système sans bouclage et dans un marché de détail ouvert à la concurrence ne soient pas incités à contractualiser à long terme (Harvey, 2005 ; NERA, 2004 ; SCE, 2007 ; The Brattle Group, 2009b). En effet, même si la possibilité leur est laissée de contractualiser de la capacité à long terme, les fournisseurs tendent à s'approvisionner le plus tard possible pour éviter le risque de contrepartie *(i.e.* s'engager à long terme sur de la capacité alors qu'ils n'ont d'assurance ni sur leur part de marché sur la même période, ni sur le prix auquel ils pourront revendre leur capacité excédentaire). Cela s'explique par le fait que leurs propres clients peuvent changer de fournisseur et ne sont, eux-mêmes, pas prêts à signer des contrats de durée longue. Les contrats de fourniture sont essentiellement de moins de trois ans, d'un an en général (Harvey 2005 ; The Brattle Group, 2010c & 2011).

Par conséquent, l'absence d'engagement à long terme de la part des fournisseurs limite l'incitation des producteurs à développer de la capacité. Les centrales de production sont des actifs à longue durée de vie dont le financement à moindre risque nécessite des engagements de long terme. Si les producteurs n'obtiennent pas des engagements de long terme sur la capacité de leurs actifs les plus risqués auprès des fournisseurs, ils peuvent trouver ces investissements trop risqués et alors ne pas les financer. C'est en particulier ce qui arrive pour les centrales d'extrême pointe qui ne fonctionnent que quelques centaines d'heures par an en moyenne et ne sont pas nécessairement appelées tous les ans.

2. La nécessité d'un mécanisme de bouclage

Les deux problèmes précédemment présentés (erreur accrue sur la prévision de la demande plusieurs années à l'avance lorsqu'elle est décentralisée et manque d'incitation des fournisseurs à s'engager plusieurs années à l'avance) militent pour le bouclage du mécanisme de capacité (8). En effet, si un tiers, par exemple le GRT, réalise une prévision globale de la demande, les risques d'erreurs seront évidemment plus faibles que l'estimation réalisée par la concaténation des prévisions individuelles des fournisseurs (9).

FIGURE 2 : Fonctionnement d'un mécanisme de bouclage



L'introduction d'un mécanisme de bouclage modifie radicalement le fonctionnement du dispositif. Il diffère principalement d'un mécanisme sans bouclage par le fait qu'un tiers (par exemple, le gestionnaire de réseau) se charge d'assurer l'acquisition de la totalité des certificats nécessaires à la couverture globale des besoins de capacité. L'objectif est de s'assurer, suffisamment longtemps à l'avance, que la sécurité d'alimentation sera bien respectée.

Concrètement, l'introduction d'un mécanisme de bouclage consiste à organiser une enchère à laquelle tous les détenteurs de capacités doivent participer et permettant au gestionnaire du réseau d'acheter la capacité additionnelle nécessaire pour assurer la couverture des besoins, compte tenu des actions individuelles de couverture déjà entreprises par les fournisseurs (cf. figure 2).

Les fournisseurs peuvent, s'ils le souhaitent, couvrir tout ou partie de leurs obligations par des moyens propres ou par des contrats bilatéraux. Les capacités ainsi réservées doivent être présentées à un prix nul lors de l'enchère. Si elles ne suffisent pas à couvrir l'objectif global, le gestionnaire de réseau sélectionne les offres de capacité, en commençant par les moins chères, jusqu'à ce

(8) Il est possible de mettre en place un mécanisme de bouclage dont l'échéance serait à court terme. Par exemple, dans le dispositif mis en place avant 2007 en Nouvelle-Angleterre, les périodes d'obligation étaient mensuelles et une enchère obligatoire était organisée quinze jours avant. Mais dans ces conditions et en cas de pénurie de capacité, un mécanisme de bouclage ne permet pas d'assurer un bouclage effectif à la dernière minute.

(9) Cela n'empêche pas la mise en place d'une concertation entre le GRT et les fournisseurs pour aboutir à une prévision consensuelle du futur niveau de la demande. Par ailleurs, le GRT faisant face à l'ensemble de la consommation (et pas seulement à une partie potentiellement variable comme c'est le cas pour un fournisseur), il n'a pas de problème d'incitation pour contractualiser la capacité à l'avance.

qu'il obtienne la capacité résiduelle nécessaire. L'issue de l'enchère définit ainsi un prix d'équilibre de la capacité, qui sera ensuite répercuté sur les fournisseurs en fonction de leur consommation de pointe, pour la part de leur obligation qui n'aurait pas été couverte par leur propre capacité ou par des contrats bilatéraux. Puisque le coût de la capacité est finalement répercuté sur les fournisseurs et les consommateurs, les incitations à maîtriser la consommation à la pointe sont maintenues.

De tels mécanismes ont été intégrés aux nouveaux dispositifs de PJM et en Nouvelle-Angleterre. Par exemple, PJM organise une première enchère trois ans avant le début de la période d'obligation. Il s'agit d'une enchère qualifiée de résiduelle, car son objectif est d'acheter les capacités manquantes pour assurer le respect du besoin global de capacité. Les capacités déjà engagées (soit parce qu'elles constituent des ressources propres des fournisseurs, soit parce qu'elles font l'objet d'un contrat bilatéral) doivent obligatoirement être offertes à prix nul et sont donc les premières à être retenues par le mécanisme d'enchères. Si elles ne suffisent pas à couvrir le besoin global de capacité, PJM acquiert des capacités additionnelles. Une fois le besoin global satisfaite, le prix d'équilibre de la capacité est connu. Ce dispositif produit ainsi un prix transparent, formé par la confrontation de toute la demande et de toute l'offre, facilitant la participation des nouveaux entrants et ne favorisant pas les acteurs de marché de taille importante.

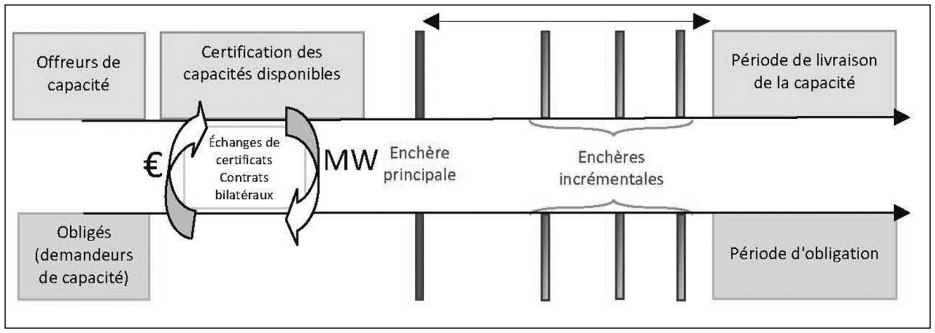
L'estimation de la demande à la pointe à partir de laquelle le besoin global de capacité est défini est susceptible d'évoluer au cours des trois années qui s'écoulent entre l'organisation de l'enchère principale et la période d'obligation (10).

L'intérêt du mécanisme de bouclage est d'assurer le respect de la contrainte globale de capacité. Bien évidemment, celle-ci dépend toujours d'une prévision sur la demande future. Mais l'erreur de prévision du GRT sur la demande globale (11) est nécessairement moindre que la somme des erreurs des fournisseurs dans la prévision de leur demande individuelle. En effet, les prévisions individuelles des fournisseurs portent non seulement sur le niveau global de la demande future, mais également sur leur part de marché. Leur estimation est donc soumise à une incertitude supplémentaire tandis que la prévision de demande du GRT ne porte que sur la consommation totale du système sans se soucier de son partage entre divers portefeuilles de fournisseurs. Autrement dit, la mutualisation des risques d'erreur de prévision de demande constitue la meilleure solution, car il est globalement moins coûteux pour la société que le GRT réalise une prévision globale de la demande.

Un mécanisme de bouclage est rendu d'autant plus nécessaire lorsque le marché de détail est libéralisé et que les consommateurs peuvent librement changer de fournisseurs (12). Dans ce cas en effet, les fournisseurs peuvent rencontrer des difficultés à couvrir correctement leur obligation individuelle trois ans à l'avance, alors que leur portefeuille de clients peut significativement évoluer jusqu'à la période d'obligation. Le mécanisme de bouclage permet de s'assurer à l'avance du respect du besoin global de capacité, et de définir le plus tard possible les obligations individuelles de chaque fournisseur. Le mécanisme de bouclage résout ce dilemme en distinguant d'un côté le problème de la prévision de consommation et sa couverture en termes de capacité, et d'un autre côté la question de l'allocation du coût de l'adéquation en rapport avec la consommation du portefeuille de chaque fournisseur en temps réel.

Les mécanismes de bouclage ont montré leur aptitude à inciter les investisseurs à développer de nouvelles capacités, en particulier les actions de réduction de la demande (gestion active de la demande

FIGURE 3 : Synthèse des échéances principales d'un système d'obligation de capacité



(10) De même, les projets de nouvelles capacités peuvent prendre du retard. Trois enchères intermédiaires sont ainsi organisées par PJM (respectivement 20, 10 et trois mois avant le début de la période d'obligation) pour permettre des ajustements (figure 3).

(11) Cela n'empêche pas la mise en place d'une concertation entre le GRT et les fournisseurs pour aboutir à une prévision consensuelle du niveau de la demande future. S'il est vrai que le GRT peut avoir tendance à surestimer la demande future afin de minimiser les risques de problèmes opérationnels d'équilibrage du système, les fournisseurs ont collectivement intérêt à ce que la prévision de demande soit la plus juste possible. Par ailleurs, le coût de la capacité est convexe, donc un surdimensionnement du parc des ressources de capacité restera toujours moins coûteux que des défaillances d'approvisionnement.

(12) À l'inverse, le dispositif mis en place en Californie, bien que s'appuyant sur une échéance plutôt de long terme, ne comporte pas de mécanisme de bouclage. Dans cette zone, cela ne pose pas de problème car la fourniture d'électricité est assurée par des monopoles régionaux (CPUC, 2010 – avant la crise du marché électrique californien de 2000-2001, le marché de détail était ouvert; il a ensuite été gelé). À l'inverse, la zone Midwest aux États-Unis a mis en place un mécanisme similaire alors que dans certains des États de cette zone la fourniture est une activité concurrentielle. Les problèmes de contrôle et d'incitation des fournisseurs se posent donc, et un changement du design avec l'adoption d'un mécanisme de bouclage est à l'étude (The Brattle Group, 2010c).

entre autres). Si on se réfère au mécanisme mis en œuvre par PJM à partir de 2007, il a permis l'ajout de 40 GW de nouvelles capacités tous types confondus (alors que le mécanisme précédent avait généré très peu d'investissements) (The Brattle Group, 2008). En particulier, les actions de réduction de la demande (majoritairement la gestion active de la demande et dans une bien plus faible proportion l'efficacité énergétique) représentent plus de 30 % des nouvelles capacités. Les actions de réduction de la demande sont principalement retenues dans l'enchère de base et aucune nouvelle capacité n'apparaît lors des enchères incrémentales (PJM, 2011). Cela montre qu'une échéance longue n'est pas rédhibitoire pour ces types de capacité. Bien que le mécanisme d'obligation de capacité ne soit pas le seul responsable de leur développement, il a joué un rôle déterminant dans la transparence accrue du prix de la capacité et dans son niveau.

CONCLUSIONS

La mise en place d'un dispositif d'obligation de capacité a pour objet d'assurer la sécurité d'alimentation du système électrique (en limitant le risque de défaillance au niveau défini par les pouvoirs publics) et de résoudre le problème de financement des capacités nécessaires à la satisfaction de la demande à la pointe. Cependant, il ne suffit pas, pour inciter au développement des capacités nécessaires, de définir un taux de marge que chaque fournisseur doit intégrer dans son obligation individuelle et de laisser faire ensuite le marché. En effet, les performances d'un mécanisme d'obligation de capacité en termes d'effectivité (atteinte de l'objectif défini) et d'efficacité (minimisation du coût) sont caractérisées par deux spécificités déterminantes : d'une part, le respect de la contrainte globale (dimensionnement du parc) est crucial car sinon on n'assure plus la sécurité du système et on expose l'ensemble des acteurs à une défaillance du système ; d'autre part, les cycles d'investissement dans de nouvelles capacités sont de plusieurs années, ce qui limite considérablement les marges d'ajustement à court terme.

Notre analyse montre qu'il est, dans ces conditions, indispensable de disposer d'un mécanisme de bouclage qui permette de s'assurer avec suffisamment d'anticipation que l'objectif global de capacité sera atteint, en particulier lorsque les marchés de détail sont libéralisés. La mise en œuvre d'un mécanisme de bouclage permet en effet de concilier efficacement la nécessité d'offrir une visibilité à moyen terme avec celle d'assurer le respect de l'objectif global de capacité, donc la sécurité du système.

Les retours d'expérience des dispositifs mis en œuvre aux États-Unis sont riches d'enseignement, car les premiers dispositifs de capacité y ont été lancés il y a plus d'une dizaine d'années. Les résultats mitigés des premiers dispositifs n'incluant pas de mécanisme de bouclage ont conduit (ou sont sur le point de conduire) à leur profonde refonte et à l'inclusion systématique d'un mécanisme de bouclage.

Un mécanisme de bouclage s'adapterait efficacement au marché électrique français et présenterait plusieurs avantages. Il permettrait un pilotage fin et concerté des besoins de capacité. Grâce à un signal-prix connu à l'avance, il faciliterait également l'entrée de nouveaux producteurs ou agrégateurs d'effacement sur le marché. Le mécanisme de bouclage assurerait une répartition efficace des risques et des incitations entre les différents acteurs. En particulier, les fournisseurs seraient protégés contre les risques d'erreur de prévision de leur portefeuille tout en ayant l'incitation à faire diminuer la demande de leurs consommateurs pour limiter leur exposition au prix d'enchère du mécanisme. Des enchères incrémentales pourraient sur ce point permettre aux fournisseurs et aux agrégateurs d'ajuster leur portefeuille jusqu'à des échéances de quelques mois de la période de livraison.

Par ailleurs, un mécanisme de bouclage s'adapterait bien à une structure très intégrée des producteurs et des fournisseurs car il se limite aux ressources de capacité complétant les ressources propres et les contrats bilatéraux des fournisseurs. Enfin, l'expérience montre que la mise en œuvre des mécanismes de capacité sans bouclage s'est ensuite accompagnée de réformes profondes destinées à en permettre un fonctionnement efficace et à remédier aux problèmes de sécurité d'approvisionnement apparus entre-temps ■

Voir références page suivante

RÉFÉRENCES

CHANDLEY J., (2005), *ICAP Reform Proposals, in New England and PJM.*

CPUC (2010), Long-term resource adequacy policy – Decision on Phase 2 – Track 2 issues: adoption of a preferred Policy for resource adequacy.

CRAMTON P., STOFT S., (2005), « A Capacity Market that Makes Sense », *The Electricity Journal,* Elsevier, 18(7), pages 43-54.

FINON D. & V. PIGNON (2008), « Electricity and long-term capacity adequacy: the quest for regulatory mechanism compatible with electricity market », *Utilities Policy* 16:143-158.

GOTTSTEIN M., SCHWARTZ L. (2010), *The role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources. Experience and Prospects,* rapport Regulatory Assistance Project.

HARVEY S., (2005), *ICAP Systems in the Northeast: Trends and Lessons,* préparé pour California ISO.

JOSKOW P.L., (2007), « Competitive electricity markets and investment in new generating capacity, dans Helm », D. (Ed.), *The New Energy Paradigm.* Oxford University Press.

JOSKOW P.L. (2008), « Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design », *Utilities Policy* 16:159-170.

LAMBERT J., (2001), *Creating competitive power markets: the PJM model.* PennWell Books.

NERA (2004), *Central resource adequacy markets for PJM,* NY-ISO and NE-ISO.

PJM (2011), 2014/2015 RPM Base Residual Auction Results.

SCE (2007), Southern California Edision company's (U-338E), Track 2 Centralized capacity proposal, mars 2007.

SHANKER R. J. (2003), *Comments on Standard Market Design: Resource Adequacy Requirement,* Federal Energy Stoddard R., Adamson S., (2009). *Comparing Capacity Market & Payment Designs for Ensuring Supply Adequacy.* Hawaii International Conference on System Sciences.

THE BRATTLE GROUP (2008), *Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM),* rapport préparé pour PJM.

THE BRATTLE GROUP (2009a), *Cost-Benefit Analysis of Replacing the NYISO's Existing ICAP Market with a Forward Capacity Market,* rapport préparé pour NYISO.

THE BRATTLE GROUP (2009b), *A comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs,* rapport préparé pour PJM.

THE BRATTLE GROUP (2010a), *Best practices in Resource Adequacy,* présenté à PJM Long Term Capacity Issues Symposium.

THE BRATTLE GROUP (2010c), *Midwest ISO's Resource Adequacy Construct. An Evaluation of Market Design Elements,* rapport préparé pour MISO.

THE BRATTLE GROUP (2011), *Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model. Market Results 2007/08 through 2014/15,* pages 61-63.