

Working Paper n°2

Novembre 2006

GIS  
**arsen**

Laboratoire  
d'Analyse  
économique des  
Réseaux et des  
Systèmes  
Énergétiques

**Electricité et  
sécurité de fourniture  
de long terme. La  
recherche  
d'instruments  
réglementaires  
respectueux du marché  
électrique**

Dominique Finon

Virginie Pignon

Novembre 2006

## Electricité et sécurité de fourniture de long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique

Dominique Finon & Virginie Pignon<sup>1</sup>

**Summary** : The paper deals with theoretical aspects of long term electricity supply security. Market prices and contractual arrangements on the physical and financial electricity markets do not allow to create sufficient incentives to invest in adequate capacity for guaranteeing the appropriate level of supply in every circumstance. The long term security of supply by capacity adequacy must be conceptualised as a collective good. Alternative solutions to reach capacity adequacy which have been adopted in different markets are successively considered: public procurement of strategic reserves, capacity payment, capacity obligation with exchangeable rights. Each one presents theoretical limits and practical drawbacks when implemented in complex markets. That brings out the interest of mechanism of centralised auctions for forward capacity contracts (or reliability options); it combines controls by quantity and by price while stabilizing investment in peak power plants and is compatible with energy and reserves markets, that is not the case of the three other instruments.

**Résumé** : Ce papier explicite les enjeux théoriques posés en environnement concurrentiel par la sécurité de fourniture électrique de long terme. Les prix de l'énergie électrique et les arrangements contractuels sur les marchés physiques et financiers ne permettant pas de créer les incitations nécessaires à l'installation de capacités adéquates pour assurer la fourniture en toute circonstance. Cette sécurité de fourniture doit être appréhendée comme un bien collectif. On discute les approches alternatives classiques qui ont été adoptées dans le monde pour garantir un niveau d'installation suffisant : commandes publiques de réserves stratégiques, adjonction d'un paiement de capacité et obligation de capacité avec marchés secondaires. On montre les limites théoriques et de mise en œuvre pratique de chacun pour mettre en relief l'intérêt des dispositifs d'attribution centralisée par enchères de contrats de long terme (ou d'option de fiabilité). Ils parviennent à combiner un pilotage par les quantités et par les prix tout en assurant une stabilité aux investissements et en étant compatibles avec les marchés de l'énergie et des réserves opératoires, contrairement aux trois autres instruments.

---

<sup>1</sup> CIRED-CNRS & LARSEN et EDF R&D, respectivement.

## 1. Introduction

L'enjeu des investissements en moyen de production a été sous-estimé dans la conception des réformes électriques concurrentielles. La disparition progressive des surcapacités de production des pays industrialisés et les crises récentes qui se sont traduites par des coupures d'électricité posent néanmoins la question de l'aptitude des prix du marché électrique à inciter les acteurs à investir efficacement en temps et en mix d'équipements (IEA, 2002, 2003). Bien qu'en théorie un marché concurrentiel soit supposé envoyer les signaux de prix corrects pour encourager l'investissement en nouvelle capacité, les imperfections des marchés électriques, une demande inélastique à court terme, une volatilité très spécifique des prix, des règles de marché complexes et incomplètes mettent en question cette aptitude supposée des prix d'électricité.

Le risque de sous-investissement se pose particulièrement pour les unités de pointe et d'extrême pointe. Flexibles et rapides, elles sont aussi les mieux à même de faire face aux variations non anticipées de l'offre et la demande et sont des moyens privilégiés par les gestionnaires de réseau pour assurer à court terme la fiabilité du système. Peu utilisées et appelées de façon incertaine, elles présentent des risques élevés de rentabilité pour les investisseurs. Le développement d'unités de pointe à des fins de sécurité de fourniture dans le long terme pose un problème classique de bien collectif dont l'offre ne peut être laissée au jeu des transactions privées et de la simple coordination par le marché, car ceci conduirait à des investissements sous-optimaux au regard d'une demande collective de fiabilité.

Le problème de la fiabilité de fourniture rassemble deux caractères qui se conceptualisent en termes d'offre de deux biens collectifs. On a d'un côté la sécurité de fourniture de court terme qui est la « capacité du système à faire face aux situations aléatoires » en temps réel, en particulier pendant les périodes de pointe, et de l'autre côté l'« adéquation de capacité » qui est la « capacité du système à satisfaire les besoins agrégés de puissance et d'énergie à toute heure » et conditionne l'offre du premier bien (selon les définitions parlantes la FERC (2001), le régulateur fédéral américain). Le premier volet est l'aspect dynamique de la fiabilité ; il repose sur les réglages techniques du gestionnaire de réseau qui recourt notamment aux services de réserves opératoires offerts par les producteurs et qui a le pouvoir de décider de rationnement administré par délestage pour éviter l'effondrement du système.

Le second volet repose sur les décisions d'investissement en équipement en pointe et en base qui permettent de suivre la croissance de la demande et apportent des marges de réserve de capacité suffisantes pour faire face au maximum de situation. Ces deux biens collectifs doivent être dissociés pour trois raisons. D'abord l'offre de chacun de ces biens répond à des temporalités très différentes : des décisions à deux ans pour développer des unités de pointe d'un côté et des décisions à l'intérieur de la journée et en temps réel de l'autre.

Ensuite la sécurité de court terme n'est pas conditionnée aux seules décisions d'investissement passées, puisque plusieurs moyens (réglages, programme d'effacement, importations en secours) sont à la disposition du gestionnaire de réseau. Enfin la première ne peut être assurée que de façon centralisée par le gestionnaire de réseau, tandis que la seconde dépend des décisions d'investissement des agents décentralisées.

L'adéquation de capacité -- qu'on pourrait appeler aussi la sécurité de long terme ou la capacité garantie -- est un bien collectif car c'est un bien non-rival et non-excludable<sup>1</sup>. C'est un bien non-rival car tout le monde profite de la sécurité offerte au système par les nouveaux équipements de chacun : un opérateur qui investit en unité de pointe qu'il ne fait pas fonctionner ne gagne aucun revenu, tandis qu'il concourt à la sécurité du système en augmentant les possibilités d'actions pour assurer l'équilibre offre-demande même en cas d'aléas, et apporte une externalité positive aux réserves opératoires (Perez Arriaga et Meseguer, 1997). C'est un bien non-excludable car, comme on le montrera, il est impossible d'individualiser des arrangements contractuels autour de l'assurance de fourniture de long terme en fonction des préférences de chaque consommateur.

Il faut donc définir un instrument réglementaire assurant les investissements nécessaires pour qu'à moyen terme, la demande en pointe puisse être satisfaite par les offres des producteurs en concurrence dans le maximum de situations possibles en pointe. Pour répondre à ce problème, la loi française et la seconde directive européenne 2003/54 de libéralisation des marchés électriques mettent en avant un mode d'intervention directe consistant pour les autorités publiques à lancer des appels d'offre en vue d'installer des unités de réserve de puissance. D'autres instruments sont possibles, ce qui pose la question des critères à privilégier pour mettre en œuvre ce type d'instruments dans des marchés électriques d'ores et déjà complexes.

Par la suite on analyse d'abord les imperfections de marché qui justifient l'intervention réglementaire, puis on définit les critères de sélection et de conception des instruments de capacité dans l'environnement complexe des marchés électriques, pour comparer ensuite les trois types classiques d'instruments utilisés : la commande publique de réserves stratégiques qui agit de façon centralisée, le paiement de capacité et l'obligation de capacité avec marchés de droits qui assure un pilotage décentralisé par le prix ou par les quantités. Leurs limites conduisent à la proposition de mécanisme d'attribution centralisée de contrats de long terme qui est enfin analysée.

## **2. Pourquoi des mécanismes incitatifs aux investissements ?**

Le besoin de capacités nouvelles pose la question de l'aptitude des réglementations et institutions de marché à inciter les acteurs à investir efficacement. Le risque de sous-investissement se pose particulièrement pour les unités de pointe et d'extrême pointe, pourtant indispensables à la satisfaction des besoins horaires d'électricité dans le maximum de situations aléatoires. Ces unités ont des durées de fonctionnement très faibles, ce qui augmente la part du coût fixe dans leur coût de revient. Leurs perspectives de rentabilité dépendent donc de prix aléatoires, très élevés pendant un très petit nombre d'heures<sup>2</sup>. Ces perspectives de rentabilité

---

<sup>1</sup> Parmi les deux caractéristiques de biens collectifs purs, la non-rivalité et la non-excludabilité, la dernière, rappelons-le, est la propriété déterminante qui justifie l'intervention réglementaire sous peine d'un développement sous-optimal de l'offre de ce bien sur une base privée du fait que les agents en bénéficient indistinctement, ce qui les incite à adopter un comportement de passager clandestin (Cornes et Todd, 1996 ; Lévêque, 1998).

<sup>2</sup> Ainsi, pour un coût d'investissement dans une unité de pointe de 250 €/kW, amorti sur 5 ans, et un coût de combustible de 10 c€/kWh, on obtient la relation suivante entre le nombre d'heures d'appel moyen par an sur la durée de l'amortissement économique (5 ans) et le prix nécessaire pour rentabiliser l'équipement : 10000 €/MWh pour 5 heures par an, 1000 €/MWh si 50 heures par an et encore au moins 200 €/MWh si la durée est de 200h.

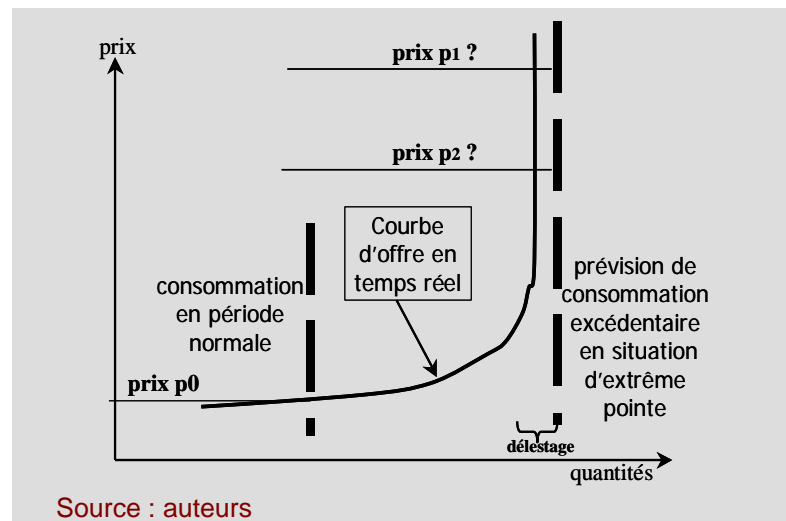
peuvent être encore réduites si les pouvoirs publics imposent un plafond de prix du fait de la suspicion vis-à-vis de comportements stratégiques. Les imperfections intrinsèques des marchés électriques se traduisent alors par un manque de revenus pour les unités de pointe, le *missing money* souligné par Stoft et Cramton (2006) et Joskow (2006), qui finalement aggrave la sécurité de court terme. Enfin, le prix peut également être biaisé par la fourniture de services « hors marché » au gestionnaire de réseau qui cherche ainsi à assurer la flexibilité nécessaire à l'équilibre offre-demande à tout instant (Joskow, 2006).

## **2.1. Les limites des signaux de prix du marché de l'énergie**

Le marché est supposé réaliser un optimum de fiabilité en partant d'une différenciation des demandes de fiabilité de fourniture par l'expression d'une véritable demande prix-quantité, ce qui contraste d'emblée avec le modèle antérieur du monopole règlementé qui se référait à une demande indifférenciée en supposant que tous les consommateurs avaient la même désutilité à subir une interruption de fourniture, ce qu'il est convenu d'appeler la valeur de la défaillance ou Value of Lost Load (VOLL). Cette simplification permettait à l'entreprise électrique de rechercher très simplement un optimum social de fiabilité dans l'optimisation de ses choix d'investissements et dans la gestion en temps réel du système face au risque de défaillance. En effet les pouvoirs publics déterminaient et choisissaient une probabilité de défaillance qui permettait d'égaliser l'espérance mathématique de la VOLL et le coût d'une offre marginale de puissance par une nouvelle unité de pointe, après avoir déterminé par enquête une VOLL moyenne. Ensuite, comme tous les consommateurs sont supposés avoir le même désavantage à un rationnement involontaire, un délestage aléatoire permet d'atteindre l'optimum en cas d'aléas très défavorables. On va voir que, dans les marchés libéralisés, la réalité physique de l'électricité et les imperfections de marché vont conduire à revenir à cette approche en déléguant les besoins de sécurité de long terme au gestionnaire de réseau de transport (GRT).

Dans un marché concurrentiel « pur » avec offre et demande élastiques au prix, les acteurs investissent en fonction des signaux de marché, révélateurs des coûts de production de court terme et des dispositions marginales à payer des consommateurs. Dans le cas de l'électricité, les revenus sont issus du marché de l'énergie horaire et des marchés annexes que sont les marchés de réserves opératoires et d'ajustement sur lesquels la fonction demande émane du gestionnaire de réseau (Hunt, 2002 ; Chao et Huntington, 1998).

Mais première imperfection de marché : faute de transmission des prix de gros en temps réel sur les prix de vente parce que les infrastructures de comptage et de tarification ne le permettent pas à grande échelle, la demande instantanée est inélastique au prix, ce qui, combiné à l'absence de stockage, provoque une très forte volatilité des prix. En situation tendue, il peut ne pas exister d'équilibre physique de marché (figure 1). Cette double inélasticité permet l'exercice de comportements stratégiques pour tout opérateur, quelle que soit sa taille, lorsque le système est contraint et complique les décisions d'investissement, notamment en unités de pointe (Pignon & Tarbé, 2003 ; Finon, 2006).

**Figure 1. L'absence d'équilibre de marché en pointe**

Les tenants du marché de l'énergie considèrent que les revenus des périodes d'extrême pointe et de pointe doivent être suffisants pour attirer les candidats à l'investissement en unités de pointe. Une telle logique veut que l'on attende que les prix atteignent des niveaux très élevés, éventuellement fixés par la demande et très éloignés du coût marginal en pointe (10 000€/MWh par exemple à mettre au regard d'un coût total de 100€/MWh d'une unité de pointe) sur plusieurs épisodes de pics annuels avant d'investir, mais cela pose deux problèmes.

D'une part, des prix aussi élevés pour un bien tel que l'électricité sont difficilement acceptés socialement et politiquement, le transfert de surplus qui s'opère vers les producteurs étant jugé excessif pendant les pics de prix. D'autre part les durées de construction et d'obtention des autorisations contraignent les acteurs à anticiper le signal prix pour éviter de longues périodes avec des probabilités de délestage élevées ; la volatilité particulière des prix et la difficulté de lire leurs tendances de long terme rendent très complexe une telle anticipation. Cela crée un réel problème d'acceptabilité sociale (Besser et al., 2002, Hughes et Parece, 2002), qui conduit les régulateurs à décider de fixer un *price cap*: 1000\$/MWh sur des marchés régionaux nord-américains, 350 à 500€/MWh sur certains marchés européens.

Ces plafonds de prix sont critiqués par les tenants du marché de l'énergie, car ils amplifient la « désincitation » à l'investissement en unité de pointe et réduisent les revenus des nouveaux équipements de base et semi-base. En effet, en reprenant le calcul précédent, on est conduit à deux constats. Si l'on vise un niveau élevé de sécurité de fourniture à moyen terme (un à deux jours de défaillance tous les dix ans, soit 2,5 à 5 heures par an en espérance), alors la valeur implicite de la défaillance (10 000 €/MWh) est bien supérieure au plafond de prix que l'on met généralement. Inversement si on adopte une valeur de désutilité correspondant à un plafond de prix de 1000 €/MWh, alors le niveau de sécurité à moyen terme est dix fois inférieur à celui visé auparavant par les ingénieurs, soit une cinquantaine d'heures d'interruption par an. Une solution peut être trouvée dans le recours à des instruments complémentaires d'intervention publique destinés à favoriser le développement d'unités de pointe. Toutefois les partisans de la régulation des investissements en production par les seuls marchés de l'énergie et des réserves opératoires ont des propositions pour corriger les imperfections de marché et éviter le recours à ces instruments.

## 2.2. Corriger les imperfections de marché

Pour éviter le recours à des instruments complémentaires d'incitation aux investissements de pointe, il faudrait favoriser l'expression d'une véritable fonction de demande d'énergie sur les marchés afin de faire révéler la vraie disposition marginale à payer. Cette solution pose néanmoins un certain nombre de difficultés techniques et institutionnelles.

**La révélation d'une fonction de demande d'énergie élastique aux prix.** L'expression d'une telle fonction résulterait nécessairement de la transmission aux consommateurs des mouvements des prix de gros sur les prix de détail en temps réel, associée au comptage en temps réel de la consommation<sup>1</sup>. La connaissance de ces fonctions de demande permettrait alors d'installer les capacités de production nécessaires pour atteindre un équilibre de marché en pointe et extrême pointe (cas 1 et 2 de la figure 2). En cas d'augmentation de la demande, les prix s'ajustent pour maintenir cet équilibre. Autrement dit, les consommateurs rationneront leur consommation d'électricité en fonction des prix, comme ils le font pour d'autres biens rencontrant des raretés temporaires (produits alimentaires, transport, habitat, etc.). Les besoins de capacité de réserve seront moindres. Les possibilités d'exercice de pouvoir de marché en seraient également réduites.

Pour gérer les variations extrêmes de prix des consommateurs avertis au risque, certains envisagent également de développer des contrats qui garantissent, ou au moins incitent à garantir, la fourniture d'énergie aux consommateurs jusqu'à un prix fonction du besoin individuel de sécurité de fourniture de chacun. Deux voies sont possibles. La première est fondée sur des contrats de souscription de puissance par lesquels le consommateur est fourni jusqu'à interruption de fourniture par la commande à distance d'un disjoncteur lorsque le prix de marché dépasse le prix négocié contractuellement entre le fournisseur et le consommateur. La seconde repose sur des contrats purement financiers (Oren, 2001 ; 2003) qui permettraient aux consommateurs de payer les prix de marché en temps réel jusqu'à un certain niveau. Au-delà, ils feraient jouer l'option et seraient remboursés de la différence par leur contrepartie. La prime de l'option payée aux fournisseurs serait d'autant plus élevée que l'assurance est coûteuse.

In fine, ces contrats financiers doivent favoriser les investissements en capacité de production : les primes permettent de diminuer la volatilité des recettes des fournisseurs et leur donnent de la visibilité sur les dispositions marginales à payer des consommateurs. S'il n'y a pas d'investissement physique suffisant, les prix de marché de l'énergie doivent augmenter, ce qui peut mettre en péril l'équilibre financier de ce type de contrats pour les fournisseurs d'énergie qui s'y sont engagés. Ceci agit comme incitation à procéder à l'investissement en unité physique couvrant son risque.

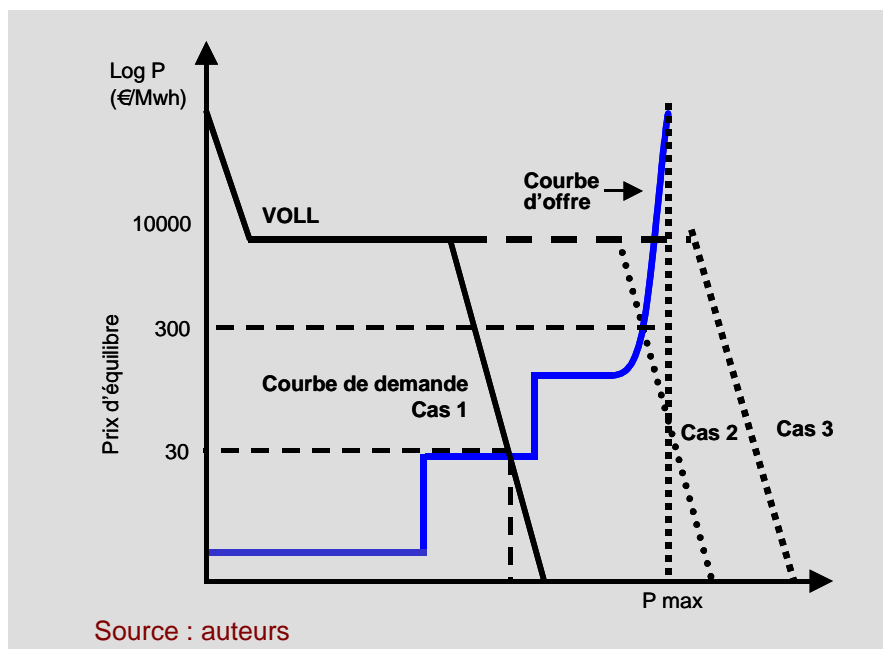
---

<sup>1</sup> On doit clairement distinguer cette transmission des prix en temps réel (le *real time pricing*), des programmes d'effacement de la demande des fournisseurs. Ceux-ci paient les consommateurs candidats à l'effacement en pointe à leur coût d'opportunité, au prix que leur coûterait la fourniture marginale d'un kWh en extrême pointe en situation contrainte, par exemple 300 à 500 €/MWh, alors que le coût complet du kWh d'une unité de pointe est de 100€/MWh. Ces programmes concernent surtout les acheteurs industriels qui sont disposés à recevoir ce montant pour s'effacer, disposition qui n'est pas symétrique de la disposition à payer. Ces programmes d'effacement ont un coût pour l'ensemble des consommateurs contrairement au rationnement volontaire par les prix. Ils sont à considérer comme un moyen d'offre supplémentaire des fournisseurs pour faire face à leur marché en pointe.

Au stade actuel cependant, ces solutions sont difficilement possibles : elles impliqueraient la mise en place d'une infrastructure de contrôle-commande très complexe et la généralisation du comptage en temps réel. En imaginant qu'elles le deviennent, elles se heurteraient ensuite à des problèmes d'apprentissage et d'acceptation sociale. Au niveau économique, ces approches impliqueraient des coûts de transaction importants, notamment vers les consommateurs de masse avec la démultiplication des instruments de gestion de risque et le renforcement du rôle des intermédiaires<sup>1</sup>. En outre, dans les nouveaux contextes organisationnels, le dispositif des contrats de souscription de puissance n'a pas de fondement institutionnel. Les fournisseurs n'ont plus la responsabilité de la fourniture physique d'électricité, le réseau de distribution est supposé séparé, et le pouvoir technique de déconnexion est entre les mains des gestionnaires de réseau de distribution et de transport. En outre dans les nouveaux contextes organisationnels de séparation des activités de réseau, la mise en œuvre des contrats de souscription de puissance nécessiterait que le fournisseur informe le distributeur des contrats passés, ce qui augmente encore les coûts de transaction.

Ceci n'ôte pas l'intérêt de voir se construire une fonction de demande élastique au prix en temps réel des gros consommateurs d'électricité. Hobbs, Inon et Stoff (2001) ont montré que, dans le contexte d'un marché oligopolistique, on aboutit à une meilleure situation sans plafond de prix avec une demande rendue partiellement élastique au prix qu'avec un plafond de prix de 1000\$/MWh dans un contexte de demande inélastique où il serait nécessaire de compléter le marché en ajoutant un instrument de capacité.

**Fig. 2. Equilibre en pointe dans trois cas de courbe de demande semi-élastique**



<sup>1</sup> Voir notamment l'étude de Borenstein (2004) sur l'impact du real time pricing sur le marché californien.



Cependant l'élasticité de la demande d'un segment du marché n'élimine pas le risque de défaillance, comme le montre la formalisation d'un marché à deux segments, l'un en *real time pricing* et l'autre avec prix plats, effectuée par Joskow et Tirole (2004). La majeure partie de la fonction de demande en temps réel demeure inélastique au prix. Si se conjuguent des défaillances d'équipement et une conjoncture météorologique qui amplifie la consommation horaire en extrême pointe (cas n°3 de la figure 2), il y a montée du prix au niveau de la VOLL et toujours nécessité pour le GRT de procéder à des rationnements administrés

**L'amélioration de la fonction de demande des services de réserves et d'ajustement**<sup>1</sup>. Ces services qui consistent pour un producteur en un engagement à préparer une unité à fonctionner ou à restreindre sa production en fonction des ordres du GRT et qui sont vendus sur un marché spécifique sur lequel le GRT est le seul demandeur de services contribuent à l'offre de sécurité de fourniture en temps réel. Les unités qui y contribuent sont en particulier des unités de pointe qui ainsi complètent significativement les revenus issus du marché de l'énergie. Certains proposent de faire de ces marchés de réserves opératoires le seul lieu de valorisation du bien « capacité » (Stoft, 2002 ; de Vries, 2004). Le plafond de prix qui serait mis sur le marché de réserve et le marché d'ajustement pour éviter l'exercice de pouvoir de marché en situation de rareté aurait valeur de prix fictif de la contrainte de capacité en pointe (Bouttes, 2005).

L'usage de ce seul mode de valorisation des unités de pointe pose deux difficultés. D'abord la demande de réserves par le gestionnaire de réseau est très peu élastique au prix, ce qui conduit à des prix volatiles qui gênent les anticipations de revenus des investisseurs potentiels. Ensuite le GRT est tenté de recourir à des moyens de production hors marché pour assurer les équilibres physiques ce qui empêche de révéler les vrais prix des services de réserves opératoires (Joskow, 2006).

Ce qui est en jeu ici est la capacité de long terme du seul marché de l'énergie (et de réserve) d'organiser les conditions garantissant la fourniture dans n'importe quelle situation d'aléas sur les capacités de production et sur la demande horaire, avec une probabilité de défaillance faible. A l'heure actuelle, il semble difficile de remplacer dans les mêmes termes de sécurité, de niveau de prix et de volatilité des prix les procédures de planification du monopole bienveillant par les signaux des marchés de l'énergie et des réserves opératoires. Si les pouvoirs publics souhaitent conserver ces niveaux de sécurité et de prix, on doit revenir à l'approche uniforme de la demande de sécurité de court terme et de sécurité de long terme du monopole réglementé. La responsabilité de maintien de l'équilibre du système par le GRT doit être complétée par la définition par les pouvoirs publics d'une responsabilité pour assurer l'« adéquation de capacité » et de moyens de mise en œuvre de cette responsabilité

---

<sup>1</sup> On doit distinguer clairement le concept de réserves de capacité et celui de réserves opératoires. Le premier recouvre les capacités qui sont constituées pour faire face aux aléas de production et de demande en pointe et extrême pointe (unités de pointe, centrales anciennes) et sont un élément de l'assurance de fourniture de moyen-long terme. La seconde recouvre en fait les services-système assurés par les producteurs et gérés sous l'autorité technique du gestionnaire de réseau. Une partie de l'offre de réserves opératoires peut être assurée par un marché de réserves opératoires avec mise en concurrence d'offres à la hausse et à la baisse émanant des acteurs du marché. En particulier la réserve tertiaire regroupe un ensemble de moyens que le gestionnaire de réseau peut mobiliser avec des délais longs de trente minutes à une demi-journée, pour reconstituer la réserve secondaire et tertiaire mobilisable dans des délais très courts.

### 3. Les principes de conception d'un instrument de capacité

Les pouvoirs publics doivent mettre en place des instruments réglementaires pour inciter les acteurs à maintenir la sécurité de fourniture de long terme. Un tel instrument réglementaire est introduit dans un marché aux règles déjà complexes, avec des prix intrinsèquement volatiles dont on peut soupçonner soumis aux effets de comportements stratégiques. Le choix et la conception d'un instrument doivent tenir compte de cette réalité. En se référant à différentes analyses comparatives (Perez-Arriaga, 2001 ; Oren, 2005 ; Cramton et Stoft, 2006), on doit se poser plusieurs questions.

- Question classique d'abord d'économie publique en environnement d'incertitude sur les courbes d'offre et de demande d'un bien collectif (Weitzman, 1974) : faut-il choisir le contrôle de l'offre de ce bien par les prix (on ajoute un prix de capacité au prix de l'énergie) ou par les quantités (on impose une obligation de contracter sur un montant de capacité sans lien avec une production donnée) pour minimiser son regret en cas d'erreur sur la fonction de coût marginal ou sur la fonction d'utilité ?
- Compte tenu de l'enjeu qui est de susciter l'investissement en unité de pointe, comment sécuriser et stabiliser les revenus de l'investisseur ou de l'entrant avec cet instrument ?
- Compte tenu de l'interdépendance du bien-énergie et du bien-capacité dans le dégagement de la valeur d'une capacité de production, peut-on isoler le traitement du bien-capacité du marché de l'énergie (et des réserves) ?
- Comment concevoir l'instrument pour qu'il ne crée pas de nouvelles opportunités d'interactions stratégiques ?

**La capacité de pilotage vers le niveau de sécurité visé.** On doit d'abord évaluer l'instrument selon sa capacité à guider le système électrique vers le niveau de sécurité visé par les pouvoirs publics. Dans le classique dilemme « contrôle par les prix *versus* contrôle par les quantités » en économie publique, les résultats de Weitzman (1974) dans les situations d'incertitude sur les courbes d'offre et de demande du bien collectif privilégient le choix de l'instrument-quantité dans les configurations de courbes où l'on se situe ici. En effet, quand la fonction de demande est pentue comme ici où le dommage s'accroît rapidement avec le niveau de la défaillance, il est préférable de contrôler les quantités, c'est-à-dire de choisir un taux de réserve à atteindre. Même résultat quand la fonction d'offre est plutôt plate, ce qui est aussi le cas ici car le coût marginal de l'offre de capacité est le coût du capital d'une unité de pointe qui s'ajoute aux unités de réserve déjà en place. Une petite erreur dans la fixation du prix de capacité conduirait à un large écart dans les volumes de capacité installée. A l'inverse une erreur par excès dans la quantité de capacité en pointe a un impact relativement mineur sur le surplus.

L'économie publique met aussi en avant les instruments hybrides dans un même contexte d'incertitude. Ceux-ci combinent l'action par les quantités (quotas avec échanges de certificats) et par les prix (plafond de prix) pour contrôler le coût du respect de l'obligation de quotas. En environnement d'incertitude sur les coûts et les bénéfices (dommages évités), ce type d'instrument permet de mieux contrôler en cas d'erreurs les pertes de surplus que les deux instruments purs précédents (Roberts et Spence, 1976).

**La sécurisation de la rentabilité de l'investissement en unité de pointe.**

L'objectif d'un instrument de capacité est d'inciter à l'investissement en capacité de pointe et de « compléter » la rentabilité des équipements de base. Les revenus apportés conjointement par l'instrument de capacité et par le marché de l'énergie doivent être anticipables au moins sur la période de recouvrement du capital après la période d'installation de l'équipement, problème qui présente deux aspects. Le premier aspect renvoie à la durée, c'est-à-dire à la possibilité d'encadrer l'investissement en unité de pointe par des engagements de trois-quatre ans et qui prennent effet à échéance de réalisation des équipements (deux ans). Le second aspect renvoie au lissage des revenus de l'unité de pointe en limitant le risque-prix sur le marché de l'énergie pour l'investisseur en unité de pointe, et en assurant une rémunération complémentaire définie *ex ante*.

**La cohérence de l'instrument avec le marché de l'énergie.** On ne raisonne pas sur le marché d'une commodité simple affecté de droits de propriété clairs. Les marchés électriques sont complexes avec différents étages complémentaires (énergie, droit d'accès au réseau, réserves opératoires). Le marché de l'énergie et des réserves va ainsi être influencé par l'usage d'un instrument de capacité, ne serait-ce que par les nouvelles opportunités d'arbitrage qu'il crée. De même le coût de l'investissement en unité de pointe est rémunéré et rentabilisé par les surplus dégagés du marché horaire de l'énergie, et de celui des réserves opératoires en pointe,<sup>1</sup> et pas seulement par la rémunération du bien collectif d'adéquation de capacité.

Un écueil doit donc être évité dans la conception de l'instrument. En premier lieu la rémunération supplémentaire qu'apporte l'instrument de capacité ne doit pas payer deux fois le coût de l'équipement, ce qui se reporterait in fine sur le prix au consommateur. Elle doit en particulier varier en fonction du montant des surplus des marchés horaires de l'énergie et des réserves qui constituent la base des revenus des unités de pointe. En d'autres termes, quand les prix du marché de l'énergie sont très élevés en raison de réalisation d'aléas défavorables sur les capacités ou la demande, la rémunération apportée par l'instrument doit en tenir compte. L'instrument de capacité ne doit pas fausser la formation des prix sur le marché de l'énergie. Un instrument conçu dans l'ignorance de l'interdépendance entre les valeurs économiques du bien-capacité et celle du bien-énergie peut susciter ainsi l'installation de surcapacités en pointe et par là déprimer les prix de l'énergie et limiter les surplus dégagés sur le marché de l'énergie pour permettre le recouvrement des coûts d'investissement des équipements de pointe et contribuer largement à celui des équipements de base. On doit donc veiller à ce que la rémunération des capacités interagisse avec les mouvements de prix de l'énergie.

**La robustesse à l'exercice de comportements stratégiques.** Un instrument de capacité est un ensemble de règles supplémentaires qui s'ajoutent aux règles complexes des marchés électriques. Il peut ainsi susciter de nouvelles opportunités d'interactions stratégiques entre acteurs. Un instrument doit donc se juger aussi à sa transparence et à la réduction des barrières à l'entrée.

---

<sup>1</sup> Ce qu'on appelle en théorie économique les rentes infra-marginales car elles sont dégagées par les équipements qui sont utilisés avant l'équipement marginal qui fait le prix d'équilibre sur le marché concurrentiel.

**La faisabilité institutionnelle.** La conception de chaque instrument de capacité doit être en cohérence avec les règles principales du marché électrique. Par exemple, le système de contrats bilatéraux d'option proposé par S. Oren (2001 ; 2003) ne peut s'instaurer sans la diffusion antérieure d'un système généralisé de *real time pricing*. Autre exemple un instrument qui ajouterait directement une rémunération à tous les kWh produits par les producteurs s'intègre beaucoup moins bien dans un système de marché facultatif que dans un système de marché obligatoire.

#### **4. La comparaison des instruments de capacité**

De par son existence même, l'instrument de capacité suppose que l'autorité publique a pris en main la responsabilité de la fiabilité de la fourniture à long terme. Le ministère compétent ou le régulateur, appuyé par le gestionnaire de réseau, va agir de façon administrée. Condition préliminaire, pour corriger les déficiences d'information des signaux du marché pour investir, il organise avec le GRT une coordination des anticipations par une prévision de l'offre et de la demande horaire à long terme en pointe. A partir de l'identification du besoin de capacité et sans attendre les décisions spontanées des agents supposés bien informés par la procédure précédente, il a le choix entre trois principes d'action : l'action centralisée par l'investissement commandé directement par le GRT, ou bien l'action par les prix en se référant à la valeur moyenne de la défaillance ou au coût d'une unité marginale de pointe, ou bien encore l'action par les quantités en fixant une obligation de contractualisation sur les capacités en pointe aux fournisseurs qui est complétée par une procédure d'échanges de certificats de capacité (obligation et marché de capacité).

##### **4.1. L'offre publique d'adéquation de capacité : la constitution de réserves stratégiques contractuelles**

La première voie pour l'offre d'un bien collectif est sa fourniture par l'Etat et son financement par l'ensemble des bénéficiaires par une taxe spécifique. Dans notre cas, deux solutions sont envisageables : la commande de contrats de réservation de capacité de long terme par le gestionnaire de réseau, que l'on peut compléter par l'autorisation légale d'installation directe d'unités de pointe par le GRT. Mais cette programmation centralisée est critiquée car elle fausse le fonctionnement naturel du marché de l'énergie et le jeu des incitations ordinaires à l'investissement en pointe.

**La conception de l'instrument.** Cette approche a été adoptée par un certain nombre de pays européens et est explicitement mentionnée dans les textes de la Commission Européenne, notamment la Directive de 2006 sur la sécurité de fourniture d'électricité. Le principe est la contractualisation par le gestionnaire de réseau du droit de mobiliser une capacité que le producteur s'engage à ne pas mettre sur le marché de l'énergie, sauf à sa demande, en contractualisant à moyen et long termes avec ce dernier. La loi crée donc ce droit de disposer de « réserves stratégiques », qui sont des capacités de production qu'il peut contractuellement mobiliser pour satisfaire la demande horaire d'énergie et les besoins de réserves opératoires en situation tendue. Il y procède après identification par lui-même et l'autorité publique (ministère, régulateur) d'un besoin de capacité de réserve. Le montant de cette réserve contractuelle de capacité est fixé ou approuvé par les autorités publiques, ministère ou régulateur. Deux voies de sélection sont possibles : l'appel d'offres comme en France et au Portugal ou le gré à gré comme en Suède et en Norvège. Dans le premier cas les contrats sont liés à un adossement à de nouvelles unités à installer. Dans le second cas les candidats n'ont pas

nécessairement à lier leurs engagements à des capacités précises, ce que permettent la maturité du système et l'importance de la production hydraulique par réservoirs, comme dans les pays scandinaves (Norvège, Suède).

Le contrat de long terme prévoit une rémunération annuelle de la capacité sur la base du prix offert par les candidats sélectionnés, quelle que soit la production de l'unité. La rémunération supplémentaire en cas d'appel à l'unité de pointe dépend de la conception du contrat. La solution de simplicité est de limiter le contrat au seul droit pour le GRT de disposer de la capacité, mais pas de l'énergie. Dans ce cas l'unité de pointe doit produire et vendre l'énergie sur la bourse où elle est donc rémunérée au prix du marché forcément élevé en cas d'appel dans ces situations tendues. L'autre situation est l'achat des kWh par le GRT soit au coût d'exploitation de l'unité de pointe, soit au prix du marché horaire pour les « dispatcher » *out of merit* à prix nul. Dans les deux cas, les coûts que le GRT supporte seront remboursés au gestionnaire de réseau par le paiement d'une taxe en *uplift* sur le prix de transmission affectant tous les kWh transportés.

La constitution d'une réserve stratégique peut être complétée par deux autres moyens beaucoup plus directs. Soit le GRT prend la propriété d'unités anciennes dont les propriétaires ont décidé la fermeture. Cependant, du fait de leur manque de flexibilité pour répondre aux besoins d'ajustement, ces unités n'ont vocation qu'à faire face à des aléas intersaisonniers, notamment dans les systèmes à majorité hydraulique. Soit le GRT achète des unités de pointe et les exploite lui-même. Ces unités vont compléter les moyens offerts par les contrats de réserve stratégique. Cette approche directe qui est autorisée par la législation en Suède et en Finlande déroge un peu plus à la cohérence avec les principes de marché. Elle ne peut être utilisée que de façon provisoire en phase d'installation d'une réforme pour répondre rapidement aux risques pesant sur la sécurité de fourniture.

**Evaluation de l'instrument.** Cet instrument présente une bonne efficacité au regard de l'objectif de sécurité de long terme, mais il est en contradiction avec les principes de marché.

- **L'efficacité du pilotage par les quantités.** Ce type de dispositif garantit le respect d'un taux de réserve de capacité en pointe souhaité par le GRT. Il sécurise l'investissement en unité de pointe en assurant le recouvrement des coûts de l'investisseur sur l'ensemble de la période contractuelle. Certes, en agissant de façon centralisée et directe sur les quantités, l'objectif défini par l'autorité publique sur conseil du GRT tendra à surestimer la croissance des consommations et des besoins de capacité de réserve en raison de l'aversion au risque technique du GRT et de l'autorité politique, soucieux de limiter au maximum la probabilité de défaillance. Mais ce peut être justifié économiquement dès lors que le surcoût social d'une défaillance est plus élevé que le surcoût d'une capacité momentanément excédentaire.
- **Compatibilité avec le marché de l'énergie.** Ce dispositif est peu compatible dans son principe même avec le jeu de la concurrence de long terme sur le marché de l'énergie (et des réserves opératoires) pour deux raisons. En premier lieu la mise sur le marché de l'énergie de la production issue de ces capacités fausse directement le fonctionnement du marché si le dispositif ne prévoit pas un garde-fou à l'intervention du GRT. Une protection idéale serait la définition d'un niveau de prix seuil (par exemple 300 €/MWh) à partir duquel le GRT serait autorisé à demander aux unités contractualisées de produire ou

d'offrir des services de réserves opératoires (ou d'ajustement). A minima la régulation devrait au moins préciser les conditions physiques exceptionnelles du système dans lesquelles les unités pourraient être appelées. S'il n'y a pas ce type de protection, l'incertitude créée par la possibilité d'appel aux équipements composant la réserve stratégique peut dissuader d'investir en unités de pointe. Le risque est fort que les acteurs anticipent un comportement « prudent » du GRT, qui pourrait recourir en situation tendue à ces unités en réserves disponibles pour maintenir les prix de marché à des niveaux acceptables. En second lieu l'introduction administrée de capacités de pointe peut aussi affecter les décisions décentralisées d'investissement d'équipements de semi-base et de base, car la production de ses équipements peut limiter les prix de l'énergie et des réserves opératoires en pointe et réduire les rentes infra-marginales de ces équipements (Joskow et Tirole, 2004 ; Meunier et Finon, 2006).

- **Robustesse à l'exercice de comportements stratégiques.** Ce dispositif peut réduire les stratégies de restriction d'investissement pour la fourniture en pointe. Mais, comme les acteurs anticipent les actions du GRT, on peut montrer que ce dernier ne peut pas réduire totalement ces comportements et ramener à l'optimum de marché (Meunier et Finon, 2006). Cet instrument peut également générer un effet d'aubaine pour des opérateurs averses au risque qui auraient été disposés à investir en équipement de pointe sans ce dispositif: ils sont incités à attendre les appels d'offre pour profiter de la sécurité de revenu qu'ils assurent. L'efficacité du système est alors étroitement dépendante des conditions de l'appel d'offre. La concurrence de long terme telle qu'elle est envisagée par les réformes concurrentielles tend alors à se transformer en une concurrence pour les contrats publics.
- **Faisabilité institutionnelle.** Cet instrument est adaptable à tous les types de marché, les marchés facultatifs comme la majorité des marchés européens, et éventuellement les marchés obligatoires ou semi-obligatoires comme ceux des Etats-Unis. Il ne nécessite pas de créer un nouveau dispositif réglementaire et est facile à mettre en œuvre, ce qui est sans doute son principal avantage.

Pour résumer, cet instrument permet un pilotage direct vers une cible de capacité de réserve et assure une stabilité de l'investissement en unité de pointe. Mais elle met en question la neutralité du gestionnaire de réseau et introduit des distorsions dans le fonctionnement des marchés de l'énergie et des réserves. Son utilisation efficace permet une surveillance étroite des décisions du GRT pour le lancement des appels d'offres (ou la construction directe d'unités de pointe), et l'encadrement strict de l'appel aux unités. Le régulateur devrait compléter le dispositif par des garde-fous garantissant leurs liberté d'action aux acteurs du marché horaire de l'énergie.

#### **4.2. L'adjonction d'un prix de capacité au prix de l'énergie**

Dans cette approche utilisée dans un certain nombre de pays (Espagne, Argentine, Chili, Colombie, Pérou, Nouvelle Zélande et, jusqu'en 2001, le marché anglo-gallois), on se réfère explicitement à l'optimum de fiabilité que dégagerait le marché idéal et où s'égaliserait en espérance mathématique le prix fictif de la contrainte de capacité en situation tendue et le coût de l'unité marginale à installer, comme le ferait le monopole réglementé à l'optimum. On fixe ici centralement un prix de

capacité afin que les décisions de capacité décentralisées conduisent à cet optimum.

**La conception de l'instrument.** Le mécanisme de prix doit être défini pour donner une rémunération, notamment pendant les périodes de pointe et d'extrême pointe où le risque de déficit offre-demande horaires est le plus important. Selon les dispositifs en œuvre, le prix de capacité est soit fixé *ex ante* par le régulateur en référence au coût d'une unité de pointe sans référence à la valeur de la défaillance, soit déterminé *ex post* de façon flexible en référence à la valeur de la désutilité du consommateur selon la probabilité de défaillance estimée après réalisation du marché horaire.

Le niveau de capacité en pointe est supposé s'ajuster à ce prix à long terme par l'installation d'unités de pointe sous l'incitation de cette rémunération complémentaire. Elle présente aussi l'intérêt d'inciter les producteurs en période tendue à se déclarer disponibles, même si contrairement aux autres instruments, il n'y a ni engagement, ni contrôle sur la disponibilité des équipements en situation tendue. Dans sa conception la plus théorique, le prix de capacité à l'équilibre devrait être quasiment nul en période de surcapacité, alors qu'en période de rareté où les marges de réserve sont faibles, le prix d'équilibre doit augmenter et inciter d'avantage les producteurs à déclarer leurs capacités disponibles et investir en unités de pointe. L'instrument contribue aussi au revenu des productions des équipements de base et de semi-base et donc à déclencher des décisions plus précoces d'investissement.

**Evaluation du dispositif.** Cet instrument présente d'importantes difficultés théoriques et d'application pratique qui n'en font pas l'outil idéal.

- **Efficacité du pilotage physique.** Les producteurs idéalement doivent ajouter des capacités de pointe dans leur parc d'équipement quand la somme espérée des revenus sur le marché de l'énergie et de ces paiements de capacité est supérieure au coût d'installation d'une nouvelle unité. Le prix est fixé en fonction de l'estimation par le régulateur du point d'équilibre entre la courbe de coût et la courbe de demande de sécurité de long terme dont il a la responsabilité de l'offre. Mais rien ne garantit que l'on obtiendra le bon niveau de sécurité pour deux raisons : d'abord le choix du niveau de tout instrument-prix en situation d'incertitude sur les courbes de demande et d'offre de bien public présente le risque d'erreur dans le calage du prix (Weitzman, 1974). Ensuite rien ne garantit l'ajustement effectif des quantités installées au niveau souhaité. De plus étant en situation de risque moral vis-à-vis du régulateur, les agents décentralisés peuvent continuer à sous-investir en unité de pointe pour bénéficier à la fois des paiements de capacité et de surprix en extrême pointe. Ainsi, dans le cas espagnol, rien ne prouve qu'il ait incité à la création de nouveaux équipements (Rivier, Vasquez et Perez-Arriaga, 2006). En revanche l'instrument a agi en faveur de la sécurité en incitant à maintenir en fonction des unités anciennes qui, sans ce paiement de capacité, auraient été fermées.
- **Compatibilité avec les marchés de l'énergie et des réserves.** Elle dépend des modalités de mise en œuvre de l'instrument. Pour être proche de ce principe de compatibilité, on devrait adopter une règle de calcul du prix après réalisation du marché, comme dans le mécanisme qui existait sur le marché obligatoire anglo-gallois jusqu'en 2001. La rémunération unitaire des capacités de production disponibles doit être fonction de la probabilité de défaillance calculée

après réalisation du marché horaire en fonction de la différence entre consommation horaire réelle et offres des producteurs sur le Pool obligatoire. Le paiement de capacité CP est calculé *ex post* heure par heure de la façon suivante :

$$CP = LOLP \times (VOLL-SMP) - (1-LOLP) \cdot SMP$$

Avec *LOLP* la probabilité de défaillance calculée en fonction des offres en énergie des producteurs et de la consommation réalisée, *VOLL* la valeur de la défaillance fixée par le régulateur, et *SMP* le prix d'équilibre du marché de l'énergie en J-1. Les modalités de mise en œuvre du paiement de capacité dans d'autres pays (Espagne, Argentine, Chili, Colombie, Pérou, Nouvelle Zélande) consistent à définir *ex ante* le prix de capacité sans prendre en compte la situation offre-demande horaire. Le prix de capacité est alors défini en relation avec le coût de développement de l'unité de pointe. Le lien avec les prix de marché horaire qui reflètent l'état du système est dans ce cas ténu. Dans certains pays à majorité de production hydraulique, on corrige également la valeur de la rémunération en relation avec l'aléa saisonnier d'hydraulicité qui joue sur la situation offre-demande horaire<sup>1</sup>. Seule exception, le système italien ajuste *ex post* une partie de la rémunération des capacités aux prix de marché<sup>2</sup>.

- **La robustesse au risque de comportements stratégiques.** Elle est étroitement liée aux conditions de mise en œuvre des paiements de capacité. Le design anglais a été critiqué car il permet une manipulation des règles de marché du fait de la prédictibilité des résultats du calcul. L'expérience a montré que les opérateurs dominants ont réussi à faire monter le prix de capacité de façon efficace en se déclarant disponibles tout en faisant des offres d'énergie horaire insuffisantes afin de faire monter la probabilité de défaillance qui détermine la fixation du prix horaire de capacité (Newbery, 2006). La recommandation est alors de définir un prix par un calcul *ex ante*, ce qui présente l'inconvénient de ne pas prendre en compte la situation offre-demande horaire, contrebalancé par l'avantage d'être anticipable.
- **Faisabilité institutionnelle.** Cet instrument qui ajoute directement une rémunération à tous les kWh des producteurs s'intègre moins bien dans un système de marché facultatif que dans un système de marché obligatoire ou semi-obligatoire. Par contre il présente des difficultés institutionnelles que présentent moins les autres instruments fondés sur un pilotage par les quantités. C'est en effet un instrument qui dégage directement des rentes pour les producteurs en place car il rémunère les équipements existants déjà amortis au même titre que les équipements neufs. Comme c'est le cas de tout instrument de politique publique dégageant de telle rente, il est le plus soumis à des comportements de *rent-seeking* (Stigler, 1966). En l'occurrence cela peut se jouer dans la difficulté à réformer l'instrument et dans sa perpétuation sous l'effet

---

<sup>1</sup> On mentionnera une critique pratique de l'usage d'un prix de capacité fluctuant en temps réel en fonction de la situation offre-demande horaires qui est son manque de pertinence pour des systèmes à dominante hydraulique. En année humide, le terme de capacité sera petit et n'apportera qu'une rémunération très limitée aux équipements thermiques développés pour répondre en partie aux besoins de capacités en années sèches.

<sup>2</sup> Une proposition a été faite en France par Choné (2004) d'ajouter au prix du kWh un prix de capacité fonction de la période horaire. Mais la difficulté de cette proposition est qu'il faut parvenir à la mettre en œuvre sur un marché facultatif où une partie très mineure des transactions passent par le marché organisé (voir plus loin la faisabilité institutionnelle).



de l'influence des producteurs en recherche des rentes<sup>1</sup>. Le cas du dispositif espagnol est intéressant de ce point de vue. L'évaluation de Rivier, Vasquez et Perez-Arriaga (2006) montre que l'instrument est très difficile à réformer ou à abandonner du fait de l'importance des rentes en jeu. Celle-ci s'explique par une conception de l'instrument qui ne visait pas seulement à donner une incitation supplémentaire à investir en unités de pointe, mais à donner une compensation au titre des « coûts échoués » pour les équipements existants.

#### 4.3. Obligations de capacité avec marchés de droits

Cet instrument qui est utilisé dans les marchés électriques régionaux outre Atlantique repose sur une décentralisation par les quantités. On impose une obligation de capacité aux fournisseurs responsables d'équilibre. Ces fournisseurs sont censés représenter les consommateurs et leurs besoins d'assurance de fourniture, faute de possibilité de traitement marchand généralisé de l'assurance de fourniture.

**La conception de l'instrument.** Comme avec le mécanisme de réserves stratégiques, les autorités publiques (le ministère ou le régulateur en coordination avec le gestionnaire de réseau) fixent une marge de capacité, fonction du paysage de défaillance souhaité. Chaque fournisseur doit démontrer au régulateur qu'il a adossé des capacités de production à ses livraisons de puissance augmentées d'un taux de réserve administrativement fixé<sup>2</sup>. Pour assurer la flexibilité du dispositif, les obligés peuvent s'échanger des crédits de capacité. Le prix pour la capacité sera déterminé de façon décentralisée par les échanges de crédits de capacité entre les fournisseurs de la zone. L'instrument est complété par une pénalité fixée à un niveau supérieur au coût d'investissement d'une unité de pointe s'il ne remplit pas l'obligation, ou s'il n'est pas disponible. Cette pénalité est d'autant plus forte que le manque de capacité de production et de réserve dans la zone est important, comme dans le cas du marché du PJM.

En pratique, il faut d'abord fixer le montant de l'obligation ; pour cela le gestionnaire de réseau utilise les prévisions de demande de pointe des fournisseurs dans sa zone. Il faut ensuite mettre en place des obligations sur une partie des agents, en l'occurrence les fournisseurs. Il faut également organiser les engagements crédibles de producteurs sur les droits de capacité : les producteurs engagés avec les fournisseurs obligés doivent être en mesure de se placer en réserves opératoires ou de produire si le GRT leur demande, sinon ils se voient infliger une pénalité. Quand ils produisent, l'énergie est vendue au prix du marché horaire. Enfin il faut concevoir le mécanisme d'échange de droits (transactions bilatérales, marchés organisés, marchés organisés à différentes échéances).

Le crédit de capacité correspond à un engagement d'un producteur à offrir de l'énergie sur les marchés d'énergie à la demande du gestionnaire de réseau en situation tendue pour mobiliser les réserves de capacité. Autrement dit, si le marché de l'énergie est en situation de pénurie ou quasi-pénurie d'offre horaire, l'opérateur

---

<sup>1</sup> Dans une analyse en principal-agent, D. Perrot et V. Pignon (2005) ont comparé les effets de capture possibles entre instruments de capacité sur le cas du dispositif de réserves stratégiques et celui du paiement de capacité.

<sup>2</sup> Il s'agit d'un adossement et non pas d'une couverture financière comme dans le dispositif proposé par Oren (2002) de contrats d'option entre producteurs et fournisseurs (qui sont les représentants des consommateurs) puisque, par cet engagement, les fournisseurs ne s'assurent pas ici d'un prix d'achat à terme d'énergie, mais de l'existence d'une capacité d'approvisionnement qui doit être suffisante pour couvrir leur demande de puissance dans toutes les situations, et donc en extrême pointe.

du système peut imposer aux producteurs qui ont vendu les crédits de capacité d'offrir l'énergie correspondante sur le marché organisé de l'énergie.

**Evaluation de l'instrument obligation/marché de capacité.** Ce dispositif a fait l'objet d'une abondante littérature aux Etats-Unis du fait du projet du régulateur fédéral de l'imposer à l'ensemble des marchés régionaux en même temps que le Standard Market Design (voir en particulier FERC, 2002). Il présente des limites dues essentiellement à ses modalités de mise en oeuvre pratique, notamment la durée limitée des certificats de capacité et la conception de l'obligation de capacité totalement séparée du marché de l'énergie.

- **Efficacité du pilotage physique et stabilisation de l'investissement.** En tant qu'instrument agissant par les quantités, il serait censé assurer un pilotage satisfaisant vers la capacité recherchée en pointe pour atteindre un taux de réserve satisfaisant. Mais, dans les applications concrètes sur les trois marchés régionaux américains, on aurait quelques difficultés à démontrer l'effet des dispositifs actuels pour l'investissement en unités de pointe à cause des imperfections du design de l'instrument (Oren, 2005 ; Cramton et Stoft, 2006 ; Pignon, 2006). En effet pour un investisseur en unité de pointe, le dispositif ne permet pas d'anticipations claires du prix de capacité, très volatil sur le marché des certificats de capacité du fait d'une demande et d'une offre de capacité inélastiques au prix aux échéances du marché. Il ne permet pas non plus de garantir un prix sur une durée de temps compatible avec l'amortissement d'une unité de pointe à partir de l'échéance de mise en service.

L'offre de certificats est inélastique en raison du caractère faiblement anticipatif des certificats de capacité : échéance de départ trop rapprochée, durée limitée des certificats à prix fixe. Dans l'idéal, pour les investisseurs en unité de pointe et les entrants, il faudrait qu'une partie des droits puissent être échangés par anticipation, c'est-à-dire pour le marché en pointe à deux ans pour tenir compte de la durée d'autorisation et d'installation d'une unité de pointe (Joskow, 2006).

La demande est inélastique car totalement définie par le niveau fixe de quantités à adosser qui est imposé aux fournisseurs d'une part et par le niveau fixe de la pénalité en cas de non adossement d'autre part. Lorsque l'équilibre offre-demande se tend, la valorisation des certificats passe brutalement au niveau de la pénalité, signalant aux producteurs un besoin de nouvelles capacités d'unités de pointe. Dans le cas contraire de relâchement de la contrainte de capacité, les crédits offerts sont supérieurs aux capacités demandées par les fournisseurs, et le prix d'équilibre est proche de zéro. Le signal-prix des crédits de capacité est donc très volatil de par la construction de l'instrument.

En outre, la période couverte par ce type d'instrument là où il est mis en place (douze mois maximum à PJM) est critiquée par les acteurs comme étant trop courte par rapport au temps de retour d'un investissement en unité de pointe (3 à 5 ans). Si l'on instaure un droit mieux adapté, il faut aussi que le dispositif soit flexible avec d'autres droits de capacité échangeables plus courts pour que les fournisseurs obligés puissent faire face aux mouvements des clients. Il y a là un arbitrage difficile, inhérent à ce dispositif<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Pour être complet, on ajoutera que ce dispositif serait mal placé en termes d'incitation à la disponibilité des équipements. Dans le cas du paiement de capacité il a un effet direct par le manque à gagner d'un non-fonctionnement quand le design de l'instrument intègre cet objectif. Dans le cas de l'obligation de capacité, le paiement effectif des capacités n'a pas de lien avec les performances

- **Compatibilité de l'instrument avec les marchés de l'énergie et de réserves.** Le droit de capacité est totalement séparé du bien-énergie. La valeur qui se dégage sur le marché de capacité n'a pas de lien avec le prix du marché de l'énergie et du service de réserves. Quand le prix de l'énergie s'élève à des niveaux très élevés et permet de dégager les rentes infra-marginales qui vont contribuer à recouvrir la majorité des coûts des unités de pointe, le prix de l'énergie n'a aucune influence sur la valeur du droit de capacité, ce qui survalorise ce droit.
- **Exposition au risque de comportements stratégiques.** Sur le marché de capacité, la demande inélastique de droit expose au risque de comportements stratégiques. Mais, lorsque le producteur a toute sa capacité de production sous contrat de capacité, alors le niveau de la pénalité (1,5 à 2 fois le coût de l'unité marginale) peut faire en sorte qu'il ait tout intérêt à offrir l'énergie correspondante sur le marché. Des limites plus importantes existent ; du fait des échéances relativement courtes des certificats de capacité, le mécanisme incite peu à l'arrivée d'entrants ; en outre, comme dans le cas des paiements de capacité, il favorise les producteurs en place en traitant de façon indifférenciée les capacités de production déjà amorties et les nouvelles constructions.
- **Faisabilité de l'instrument.** L'instrument est applicable sur tout type de marché car il agit de façon décentralisée sur les fournisseurs. Par contre, par rapport aux autres instruments, il présente deux difficultés supérieures. En premier lieu l'obligation de capacité avec droits échangeables est complexe à mettre en œuvre : elle nécessite de définir un mécanisme d'échanges et de placer de nouvelles obligations sur les fournisseurs, y compris les fournisseurs purs qui peuvent être dissuadés d'entrer ou incités à réviser leur modèle d'activité. En second lieu l'instrument présente un risque de fuite beaucoup plus explicite vers les marchés adjacents car les droits de capacité y sont explicitement formulés par rapport à la zone de pouvoir du régulateur et au champ d'action du GRT local. Le marché concerné est généralement en interdépendance avec d'autres, ce qui rend difficile le contrôle total de l'usage des droits de capacité dans l'aire de contrôle du GRT pour deux raisons. D'abord, même si une règle du dispositif est censée protéger le gestionnaire de réseau en lui donnant le droit de rappeler des capacités orientées vers l'exportation contre rémunération, il n'en demeure pas moins que la possibilité d'arbitrage entre marchés adjacents peut conduire à une « fuite » de capacités de production en pointe vers le marché de l'énergie adjacent dont la une pointe serait synchrone au moment où il est plus rémunérateur, une fois la pénalité payée par les producteurs (Creti et Fabra, 2004), La réponse à cette difficulté serait l'homogénéisation des dispositifs de capacité entre marchés adjacents et la coordination des GRT en situation tendue selon des règles très précises, deux conditions difficiles à remplir. Ceci dit, cette critique sur la fuite de l'énergie s'applique aux autres mécanismes, mais où le risque est moins direct.

---

effectives au moment où les équipements sont appelés (Cramton et Stoft, 2006). Les calculs de capacité ne tiennent compte que de performances moyennes de disponibilité selon le type d'équipement. L'incitation du producteur à limiter sa défaillance en temps réel est seulement le manque à gagner sur le marché de l'énergie et des réserves. La pénalité n'exerce pas de fonction vis-à-vis de la disponibilité des équipements, mais de la détention suffisante des certificats de capacité.

En résumé de cette analyse, en faisant le bilan de ces trois instruments de capacité (voir tableau 1), on observe qu'ils présentent tous des limites théoriques et sont tous exposés à d'importantes difficultés d'application.

**Tab. 1. Comparaison des instruments de capacité**

	Commande publique de réserves stratégiques	Prix de capacité (dont variante de prix flexible)	Obligation et marché de capacité	Enchères centralisées de contrat de capacité/d'option de fiabilité
Pays	France, Port. Suède, Nor., GB	Espagne, Italie Argentine, Chili, Colombie Pérou	Marchés US : PJM, NY, New England	Propositions
Capacité de pilotage vers le niveau de sécurité visé	+	-	0	+
Sécurisation de l'investissement en unité de pointe	+	0	0	+
Cohérence avec le marché de l'énergie	-	-(+)	-	+
Robustesse aux comportements stratégiques		0/(-)	+	0
-----	-----	-----	-----	-----
Atténuation du pouvoir de marché sur marché énergie	0	0	0	++
Compatibilité avec marché décentralisé	oui	non	oui	oui si adaptation

Source : auteurs

Ces défauts conduisent à rechercher un pilotage conjoint par les quantités et les prix en définissant un mode de pouvoir centralisé dirigé vers l'objectif de capacité recherché, qui recourt à une procédure de marché pour révéler un prix de référence et qui assure un revenu stable pour déclencher l'investissement en unité de pointe.

## 5. Propositions de mécanismes centralisés de contrats de capacité / fiabilité de long terme

Les propositions de mécanismes centralisés d'enchères de contrats de capacité cherchent à contourner les quatre problèmes principaux posés par le choix et la conception d'un instrument de capacité: la nécessité d'un signal économique anticipable (en stabilisant les revenus combinés des unités de pointe sur les marchés de l'énergie et du bien-capacité et en organisant une interaction entre le marché de l'énergie en pointe et celui du bien « capacité »), le besoin de visibilité des revenus des unités de pointe à moyen terme, la recherche d'incitations à l'efficacité par des procédures de marché, et l'incitation à de nouvelles entrées. Ces propositions reposent sur deux piliers : d'une part des contrats portant engagement sur la capacité entre les producteurs et le GRT qui, dans ce cadre, est le représentant des consommateurs, et, d'autre part, une centralisation par le GRT du mécanisme d'attribution par enchères de ces contrats à hauteur de la capacité totale recherchée pour l'extrême pointe.

Ce type de dispositif combine donc un double pilotage par les quantités (l'obligation de capacité que le GRT impose aux fournisseurs et qu'il va gérer pour eux par les appels d'offre) et les prix (celui qui se dégage de l'enchère). Il repose sur une coordination centralisée qui peut rappeler à certains égards le dispositif des appels d'offre pour des contrats de réserves stratégiques qui est utilisé dans certains marchés européens. Toutefois elle s'en dissocie clairement pour deux raisons. En premier lieu cette approche nécessite d'impliquer toutes les capacités des producteurs dans un encadrement contractuel et non pas seulement un stock d'équipement de réserve à statut particulier constitué à côté des capacités des acteurs du marché. En second lieu ce type de dispositif se moule dans le marché de l'énergie par le mode de définition du prix de capacité (ou de l'option de fiabilité de long terme) en évitant de le fausser à long terme.

Deux propositions proches vont en ce sens : le mécanisme de contrats *forward* de capacité proposé par Cramton et Stoff (2005 ; 2006) qui devrait être transposé sur le marché du New England, et le mécanisme centralisé de contrats d'option de fiabilité proposé notamment par Vasquez, Rivier et Perez-Arriaga (2001 ; 2003) et étudié pour les marchés espagnols, colombiens et néerlandais.

### 5.1. La conception de l'instrument

Ces deux mécanismes reposent sur une délégation explicite ou implicite au GRT de la gestion d'une obligation de capacité mise sur les fournisseurs, contrairement au dispositif précédent d'obligations de capacité échangeables existant actuellement. L'un s'appuie sur des contrats *forward* de capacité entre le GRT et les producteurs dont la nature contractuelle est gauchie par la soustraction administrée des rentes infra-marginales obtenues sur le marché de l'énergie en pointe et qui sont calculées ex post par le régulateur. L'autre s'appuie sur un contrat d'option call entre les mêmes et dont la fonction intrinsèquement financière de gestion de risque est aussi complétée par un droit physique accordé au GRT, qui incite fortement à la production d'énergie par les unités engagées dans le dispositif et donc à construire les unités nécessaires pour atteindre ses engagements et à être disponibles sur toutes ses unités de production en période tendue. On peut résumer les principaux caractères de ces deux mécanismes en six points.

- Le GRT évalue le besoin de capacité en extrême pointe en incluant la marge de réserve qu'il juge nécessaire. Il procède à des enchères en vue de contrats de long terme de capacité (ou d'options) entre lui et les producteurs pour un montant de capacité net du total des capacités dont disposent déjà les fournisseurs obligés via les contrats *forward* ou l'intégration verticale production-fourniture.
- Le coût des contrats de capacité ainsi sélectionnés est ensuite réparti entre les fournisseurs obligés en fonction de la participation de leur portefeuille-clients à la pointe du système (ou est réparti sur tous les kWh transportés par un *uplift* du prix de transport dans le second dispositif).
- Les propositions sont faites en étant adossées à une capacité physique précise. Les détenteurs de capacités qui sont sélectionnés seront rémunérés au prix marginal de l'enchère sur une durée de quatre à cinq ans et à partir d'une échéance de deux ans. Les capacités engagées par les producteurs par ces contrats de capacité après sélection par l'enchère ont l'obligation classique de

produire à la demande du GRT et sont soumis à une pénalité fonction de l'état du système s'ils ne le peuvent pas.

- Cette pénalité exerce aussi une double incitation : non seulement construire les unités pour lesquelles on s'est engagé, mais aussi rendre disponibles l'ensemble de ses unités en période de prix élevés. Dans le dispositif d' « options de fiabilité » où le GRT exerce son option quand le prix du marché de l'énergie dépasse le prix d'exercice de l'option inscrit dans le contrat, le producteur qui est le vendeur de l'option doit enchérir sur le marché de l'énergie spot sur la quantité que peut produire la capacité engagée dans le contrat si elle ne produit pas déjà. S'il ne peut pas produire à cet instant avec cette capacité, il paie la pénalité.
- Le prix du contrat de capacité (ou la prime du contrat d'option) est supposé compenser l'insuffisance de l'espérance de revenus des investisseurs en unité de pointe sur le marché de l'énergie ; il rajoute aussi une rémunération aux équipements de base et de semi-base.
- Mais, aspect original important à souligner, ce que le dispositif assure en fait aux investisseurs en unités de pointe est la stabilité du revenu combiné résultant du contrat de capacité et du prix horaire de l'énergie. Dans les marchés *forward* de capacité, le montant de la rente infra-marginale sur le marché de l'énergie est en effet soustrait du prix de capacité : *ex post*, le GRT déduit du revenu que les contrats *forward* de capacité apportent aux producteurs les rentes inframarginales que ces mêmes producteurs font en période de pointe et d'extrême pointe, (Ces rentes sont évaluées en fonction des performances d'une centrale de pointe « de référence »). Dans le dispositif des *reliability options*, la stabilisation du revenu se fait plus explicitement puisque c'est dans la nature même du contrat d'option de fiabilité que d'organiser le remboursement par le producteur de la différence entre le *strike price* fixé par le régulateur dans le contrat d'option de fiabilité et le prix de marché quand l'option est appelée. Ce dispositif se réfère donc aux revenus infra-marginaux réels tandis que le premier dispositif se base sur une règle plutôt discrétionnaire de calcul.

Les deux variantes du dispositif diffèrent donc par le type de contrat mis en œuvre entre le gestionnaire de réseau et les producteurs, le mode de déduction des rentes infra-marginales du prix de capacité (ou de la prime de l'option), ainsi que par le mode de répartition du coût du dispositif entre les consommateurs. Mais au-delà de ces différences, la nature de ce dispositif est bien celle d'un instrument hybride centralisé combinant l'action par les quantités et par les prix.

Par rapport aux instruments hybrides classiques, sa particularité est qu'il centralise la gestion par les quantités en mimant la répartition de la responsabilité de la sécurité long terme entre les fournisseurs pour répartir ensuite le coût de cette sécurité entre eux ; de plus il fait révéler le prix d'équilibre de capacité par la procédure d'enchères. On notera que ces principes de conception peuvent servir à réformer le dispositif de paiement de capacité si celui-ci manifeste une inefficacité à susciter des investissements en unité de pointe. C'est la solution proposée par Rivier et al. (2006) pour réformer le dispositif espagnol du paiement de capacité en centrant l'appel d'offres sur le seul besoin de nouvelles capacités en unités de pointe estimé par le régulateur sur le conseil du GRT.

## 5.2. Evaluation de l'instrument

L'instrument contourne la majeure partie des difficultés présentées par les autres dispositifs (voir tableau 1).

- **L'efficacité du pilotage par les quantités.** L'instrument a l'efficacité combinée des dispositifs qui reposent sur une obligation mise sur les fournisseurs, (ici le respect de l'obligation est délégué au GRT qui adosse la demande de pointe anticipée à des capacités de production et de ceux qui centralisent la constitution de réserve de capacité. Le GRT s'emploie à sécuriser la capacité souhaitée par l'enchère pour les contrats de capacité ou de fiabilité de long terme<sup>1</sup>. Le dispositif peut donc assurer un bon pilotage par les quantités. Les producteurs engagés dans les contrats *forward* de capacité (ou les contrats d'options) sont incités à investir car, s'ils n'ont pas adossé tous leurs contrats à des capacités physiques, ils risquent le paiement de la pénalité.
- **Stabilisation de l'investissement.** Les contrats de capacité et les contrats d'option de fiabilité sont conçus pour encadrer les investissements dans de nouvelles unités de pointe. Ces contrats prennent échéance après un délai d'un ou deux ans pour une durée de quatre ans pour les équipements neufs. Cette conception des contrats permet à des entrants et aux producteurs de petite taille de participer à l'enchère. Les revenus des unités de pointe qui proviennent à la fois du contrat de capacité qui lui est lié et de la vente d'électricité produite sur le marché de l'énergie sont aussi stabilisés par le contrat.
- **Articulation avec le marché de l'énergie.** Le dispositif relie explicitement les recettes de capacité et de ventes d'énergie. Dans ses deux variantes, il y a échange entre le renoncement aux rentes infra-marginales et le prix de capacité (ou la prime du contrat d'option). Le prix de référence utilisé pour le calcul de ces rentes ou le prix d'exercice de l'option exercent une double fonction de réduction de risque (Cramton et Stoft, 2006). Pour les producteurs, il a une fonction stabilisatrice des revenus. De plus il supprime les incitations à un comportement stratégique puisque les rentes infra-marginales supplémentaires seront déduites des revenus des contrats de capacité (ou des contrats d'option de fiabilité). Pour les acheteurs en aval, il limite la volatilité et le niveau des prix de l'énergie.
- **Exposition au risque de comportements stratégiques.** Le dispositif limite les possibilités de comportements stratégiques sur le marché de l'énergie. Sur le marché de la capacité ou sur celui des options de fiabilité, le risque est limité par l'intégration possible de nouveaux entrants lors de l'enchère, étant donné les échéances longues des contrats.

---

<sup>1</sup> Pour ne pas compliquer l'exposé, on ne détaille pas la question des contrats d'énergie de long terme passé par les fournisseurs. La part de ces contrats est déduite du montant des contrats de capacité qui est mis aux enchères. Pour harmoniser les deux types de contrats du côté des producteurs, les producteurs engagés dans ces contrats bilatéraux de vente de gros pourraient être requis d'offrir aussi leur capacité sur l'enchère de capacité et de passer un contrat de doubles options call et put (nommé aussi contrat pour différences) avec les fournisseurs avec qui ils contractent préalablement de cette façon.

- **Faisabilité institutionnelle.** Ce type de dispositif semble le mieux adapté à un marché obligatoire ou partiellement obligatoire. L'existence de contrats bilatéraux de vente d'énergie complique la définition des responsabilités physique vis-à-vis de l'engagement de capacité ou de fiabilité. Il nécessite des adaptations importantes pour le second type de marché, comme l'a montré l'étude de l'adaptation du dispositif de contrats d'options de fiabilité au marché néerlandais (Perez-Arriaga, 2004).

## 6. Conclusion

Les changements dans l'organisation et la régulation des industries électriques ont modifié radicalement l'approche de la fiabilité de fourniture qui était un avantage majeur de la coordination centralisée que permettait le monopole réglementé. Avec la déverticalisation des activités et la décentralisation des décisions d'investissement des agents en concurrence, le marché n'est pas en mesure d'assurer la coordination de long terme pour assurer un niveau adéquat de capacité en pointe correspondant aux besoins de fiabilité des consommateurs, comme pouvait le faire le monopole réglementé. La solution de marché par le développement spontané des contrats d'option entre producteurs et consommateurs pour atteindre un niveau de fiabilité optimale n'apparaît ni faisable, ni viable.

Dès lors, il faudrait que la nouvelle réglementation délègue aux pouvoirs publics la responsabilité de la sécurité de long terme, non sans chercher à corriger partiellement l'inélasticité de la fonction de demande instantanée qui empêche l'établissement d'un équilibre physique du marché en extrême pointe dans certaines situations d'aléas. Elle doit aussi ajouter un instrument de capacité de sorte à assurer l'existence d'incitations appropriées pour le développement des capacités d'unités de pointe. Mais la conception d'un instrument efficace est rendue complexe autant par des problèmes théoriques que de mise en pratique du fait de la complexité des marchés des biens et services associés à la fourniture d'électricité. Son insertion dans un environnement spécifique de règles de marché impose des contraintes de compatibilité.

On pourrait, comme le font certains pays européens, se contenter d'agir par la commande publique pour constituer contractuellement des réserves stratégiques si le marché n'assure pas de développement suffisant des unités de pointe, mais cela impose de revenir sur les principes qui ont encadré l'introduction de la concurrence dans les marchés électriques. Il faudrait en outre accompagner le dispositif de règles encadrant précisément l'action de court terme et de long terme des autorités publiques pour éviter de fausser la concurrence.

A côté de ce dispositif l'instrument-prix et l'instrument-quantité qui tous deux décentralisent la poursuite de l'objectif de capacité présentent des limites théoriques et des difficultés importantes d'application pratique. Le pilotage par les prix ne donne aucune espèce d'assurance par rapport à l'objectif physique. L'instrument-quantité conduit trop facilement à adopter un design des droits incompatibles avec le temps de l'investissement en unité de pointe. Ceci a conduit à proposer un instrument combinant une action centralisée par les quantités et une rémunération de la capacité définie par une procédure de marché. Cette rémunération assure un revenu stable et suffisant qui combine la rente infra-marginale dégagée sur le marché de l'énergie et ce prix de capacité net de cette rente. On en revient donc à une centralisation de la gestion du bien-capacité, mais elle est fortement articulée à la responsabilité des producteurs de disposer de capacité suffisante et d'assurer leur



disponibilité et elle est bien articulée au marché de l'énergie. On aurait donc résolu la quadrature du cercle mais ces dispositifs sont très complexes à définir et à mettre en œuvre. Ils nécessitent de définir de nouvelles obligations, de nouvelles infrastructures transactionnelles, et de nouveaux mécanismes de mise en œuvre pour crédibiliser les obligations, qui peuvent conduire les acteurs du marché à réviser en profondeur leur modèle d'activité. L'offre de sécurité de long terme est décidément un problème difficile à résoudre.

## Bibliographie

- Abbot M. (2001), "Is the security of supply a public good?" , *The Electricity Journal*, August-September
- Besser J., Farr J., Tierrey S. (2002), "The political economy of long term generation adequacy: why an ICAP mechanism is needed as part of standard market design ?" *The Electricity Journal*, vol. 15 (17)
- Boiteux, M. (1949), "La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal", *Revue générale de l'électricité*.
- Borenstein, S., Holland S. (2003), "Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets With and Without Time-Varying Retail Prices", Center for the Study of Energy Markets, working paper 106R
- Bouttes J.P., Trochet J.M. (2002), *Marché de gros et bourses électriques en Europe et aux Etats-Unis*, Présentation, Conférence Jules Dupuits, Paris, Décembre 2002
- Bouttes J.P. (2005), "Sécurité d'approvisionnements et investissements dans l'électricité", *Revue de l'Energie*, novembre
- Castro-Rodriguez F., Marin P.L., Siotis G. (2001), *Capacity choices in liberalized electricity markets*, Discussion Paper 2998, CEPR, London
- Chao H. (1983), "Peak Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty", *The Bell Journal of Economics*, vol. 14 (1)
- Chao H.P., Huntington H. (1998), *Designing competitive electricity markets*, Boston (Mass.), Kluwer
- Choné F. (2004), *Proposition d'évolution d'équilibre du mécanisme d'ajustement*, Paris, Direct Energie
- Cramton P., Stoft S. (2005), *A capacity market that makes sense*, Mimeo, march
- Cramton P. et Stoft S. (2006), *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem*, White Paper for the Electricity Oversight Board, March
- Creti A., Fabra N. (2003), "Capacity markets for electricity", Communication to the Colloquium *Efficiency on Electricity Markets*, Toulouse
- Demsetz H. (1968), "Why regulate Utilities", *Journal of Law and Economics*, vol. 11
- De Vries, L. (2004), *Securing the public interest in electricity generation markets, The myths of the invisible hand and the copper plate*, Ph D thesis, Delft University
- Dubroeuq F., Pignon V. (2005), *Retour d'expériences sur les mécanismes incitatifs en investissements en production*, working paper EDF R&D , Clamart
- Finon D. (2006), "Incentives to invest in liberalised electricity industries in the North and South. Differences in the need for suitable institutional arrangements", *Energy Policy*, vol.34 (5)
- Hobbs, B., Iñón, J. & Stoft, S.E. (2001). "Installed Capacity Requirements and Price Caps: Oil on the Water, or Fuel on the Fire?", *The Electricity Journal* , vol. 14 (6)

- Hugues W.R. et Parece A. (2002), "The economics of price spikes in deregulated power markets", *The Electricity Journal*, vol. 15
- Hunt S. (2002), *Making competition works in electricity*, New York, J. Wiley Publishers
- IEA (2002), *Security of supply in electricity markets: evidence and policy issues*, Paris, OECD/IEA
- IEA (2003), *Power generation investment in electricity markets*, Paris, OECD/IEA
- Joskow P., Tirole J. (2004), "Reliability and Competitive Markets", Working paper CEEPR-MIT
- Joskow P. (2006), "Competitive electricity markets and investment in new generating capacity", Working Paper CEEPR-MIT
- Lévêque F. (1998), *Economie de la règlementation*, Paris, La Découverte
- Meunier G. et Finon D. (2006), *Market Power in Electricity Markets, Suboptimal Investment and ISO Procurement*, Présentation à la 26<sup>e</sup> USAEE/IAEE Conference, September
- Neuhoff K. et De Vries L. (2004), "Investment Incentives for investment in electricity generation", Cambridge Working Paper in Economics, CMI WP42
- Oren S. (1999), "Ensuring generation adequacy in a competitive electricity market", Workshop *Long-term guarantee to supply*, Madrid, Comisión Nacional de la Energía, June
- Oren S. (2003), "Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets", Univ. of California Energy institute, Working Paper UCEI
- Oren S. (2005), "Generation adequacy via call options: safe passage to the promised land", Univ. of California Energy institute, Working Paper UCEI
- Oren, S. (2006), "Generation adequacy through call options obligations", Power Presentation, EDF-RD, Clamart, 17 Juillet 2006
- Perez-Arriaga I. (2001), "Long term reliability of generation: a critical review of issues and alternative options", Working Paper IIT-00-0981T, Instituto de Investigación Tecnológica, Univ. Comillas Madrid
- Pignon V. et Tarbé M. (2003), "Problématique économique des investissements en production", Working Paper EDF R&D, Clamart
- Rivier C., Vasquez C., Perez –Arriaga I. (2006), "A regulatory instrument to enhance security of supply in the Spanish wholesale electricity market", Proceedings IAEE Conference, Potsdam, June
- Stigler G.J. (1971), "The theory of economic regulation", *Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 2 (1)
- Stoft S. (2002), *Power System Economics, Designing Market for Electricity*. New York, Wiley IEEE
- Turvey R. (2003), "Ensuring adequate generation capacity", *Utilities Policy*, vol. 11
- Vasquez C., Perez-Arriaga I., Rivier,C. (2001), "A market approach to long-term security of supply", *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 25 (2)
- Weitzman, M L, (1974), "Prices vs. Quantities", *The Review of Economic Studies*, vol. 41 (4)
- Wolak F. (2004), "What's wrong with capacity markets?", Mimeo, UCEI
- Wilson R. (1998), *Efficiency consideration in designing electricity Markets*, report to the Competition bureau of Industry, Canada
- Wilson R. (2002), "Architecture of Power Markets". *Econometrica*, vol 70 (4)