La conception des règles des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence

Defining rules for competitive electricity markets

Jean-Paul Bouttes et Jean-Michel Trochet

Édition électronique

URL : <http://journals.openedition.org/economiepublique/210>

DOI : 10.4000/economiepublique.210

ISSN : 1778-7440

Éditeur

IDEP - Institut d'économie publique

Édition imprimée

Date de publication : 15 janvier 2005

ISBN : 36-26-44-X

ISSN : 1373-8496

Référence électronique

Jean-Paul Bouttes et Jean-Michel Trochet, « La conception des règles des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence », *Économie publique/Public economics* [En ligne], 14 | 2004/1, mis en ligne le 05 janvier 2006, consulté le 10 décembre 2020. URL : <http://journals.openedition.org/economiepublique/210> ; DOI : <https://doi.org/10.4000/economiepublique.210>

économie publique

études et recherches

Revue de l'Institut d'Économie Publique

Deux numéros par an

n° 14 - 2004/1

économiepublique sur internet : www.economie-publique.fr

© Institut d'économie publique – IDEP

Centre de la Vieille-Charité

2, rue de la Charité – F-13002 Marseille

Tous droits réservés pour tous pays.

Il est interdit, sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, de reproduire (notamment par photocopie) partiellement ou totalement le présent ouvrage, de le stocker dans une banque de données ou de le communiquer au public, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit.

Imprimé en France.

La revue **économie**publique bénéficie du soutien du Conseil régional Provence-Alpes-Côte d'Azur

ISSN 1373-8496

Dépôt légal décembre 2004 – n° imprimeur 362644X

La conception des règles des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence

Jean-Paul Bouttes *

Jean-Michel Trochet **

Introduction

Les investissements jouent un rôle capital dans les performances économiques et environnementales du secteur électrique, dans la production comme dans les réseaux. Les débats américains des années 1970 à l'origine de l'ouverture du secteur à la concurrence sont révélateurs à cet égard : la critique à l'égard de la réglementation des monopoles ne concernait pas la gestion journalière des équipements existants (qui ne devient un objet d'attention des pouvoirs publics que dans les situations exceptionnelles de délestages ou de black-outs), mais bien plutôt l'échec des pouvoirs publics de certains États à contrôler les coûts d'investissement des électriciens. L'introduction de la discipline de la concurrence avait donc pour objectif de favoriser des investissements de production plus efficaces. L'expérience de la production indépendante des années 1980 et 1990 montrait d'ailleurs qu'il était facile d'entrer dans cette activité : conditionnellement à l'existence d'un réseau bien développé, un marché régionalisé de la production pourrait donc avoir les qualités requises du marché « contestable » idéal, permettant aux prix de refléter les coûts complets des producteurs les plus efficaces dans la maîtrise des meilleures technologies disponibles.

L'ouverture des marchés réalisée au cours des années 1990 a conduit à laisser de côté cet objectif pour trois raisons : (1) l'ouverture des marchés a le plus souvent été réalisée dans des contextes de capacités de production abondantes, d'où un déplacement des préoccupations vers l'efficacité de court terme du secteur ; (2) le remplacement partiel de la gestion technico-économique journalière du système

*. Délégué à la stratégie industrielle à EDF Branche production-ingénierie et professeur en sciences économiques à l'École polytechnique.

**. Économiste senior à EDF Branche production-ingénierie.

Texte issu de la conférence « L'ouverture des marchés européens de l'électricité » organisée par l'IDEP à Marseille le 23 janvier 2004. Les opinions exprimées ici n'engagent que leurs auteurs.

par des marchés journaliers libres s'est révélé être une tâche délicate impliquant fortement les pouvoirs publics et les régulateurs pour établir des règles de marché de court terme viables ; (3) avec l'occurrence de situations offre-demande tendues et l'envolée des prix spots, les problèmes ont été exacerbés par la possibilité pour les producteurs, y compris les plus petits, d'exercer leurs pouvoirs de marché en temps réel.

La crise californienne de 2000-2001, la faillite d'Enron en 2001, la chute des producteurs indépendants organisés en sociétés-projet¹ en 2002, et enfin les black-outs de l'été 2003 aux États-Unis et en Europe ont cependant modifié progressivement les préoccupations.

Compte tenu de cette évolution, notre propos vise à montrer la nécessité de travailler prioritairement aujourd'hui à l'analyse et la conception de règles de marché (« *market design* ») et d'instruments économiques capables de répondre aux enjeux d'investissement des secteurs électriques et à la mise en œuvre des politiques publiques en matière de sécurité d'approvisionnement énergétique et d'environnement (avec notamment la réduction des émissions de CO₂).

1. La nécessité de remettre les choix d'investissement au centre des préoccupations de réforme du secteur

Lors des débats américains et européens des années 1980 et 1990 qui ont conduit aux décisions d'ouvrir les réseaux à la concurrence², le cahier des charges s'appuyait sur trois idées simples :

- des réseaux de transport suffisamment développés et largement dimensionnés (pour un coût relativement limité puisque l'essentiel des coûts du kWh raccordé en haute tension vient de la production) permettent d'éviter les congestions et favorisent une concurrence effective entre producteurs sur des zones assez vastes ;
- la concurrence sur les nouveaux investissements de production sera naturellement forte compte tenu des faibles barrières à l'entrée, et devrait ainsi assurer la satisfaction de la demande et limiter les occurrences de situation tendue ;

1. Ou « *merchant plant* » : sociétés détenant une centrale dont la production est commercialisée sur les marchés de gros de l'électricité.

2. Pour une analyse de ces débats, voir Joskow et Schmalensee (1983), Bouttes, Leban et Lederer (1993), et Bouttes et Leban (1995).

- le développement des contrats à moyen et long termes entre les acteurs devrait largement réduire les risques de manipulation des prix sur les marchés spots.

Dans cette perspective, il s'agit de vérifier que les règles du jeu concilient à la fois les orientations des politiques publiques énergétiques et environnementales, et les bénéfices attendus de la concurrence. Ces règles devraient s'appuyer sur des instruments économiques favorisant une régulation légère (« *light regulation* ») du secteur, faute de quoi la concurrence a peu de chance de faire mieux que la régulation antérieure des monopoles verticalement intégrés.

Dans cette partie, nous esquisserons un premier bilan du fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, des difficultés rencontrées sur ces marchés, et des problèmes liés à une meilleure prise en compte de l'incitation des acteurs à investir en production et transport.

1.1. L'expérience des marchés de gros de l'électricité en Europe et aux États-Unis au cours de ces dix dernières années

Cette expérience conduit à rassembler quelques observations aujourd'hui bien connues³ :

- une forte volatilité des prix spots (entre des jours comparables, selon les aléas), surtout en situation tendue ;
- des pouvoirs de marché élevés pour l'ensemble des acteurs en cas de situation tendue au niveau régional, et pour les acteurs situés aux nœuds importateurs en cas de congestion du réseau ;
- une interaction des marchés de l'électricité, du gaz et des permis d'émission de polluants, susceptible de provoquer une envolée commune des prix dans certaines situations tendues, du fait de la corrélation de ces situations ;
- des risques de délestage ou de black-out du fait de défauts de coordination à court terme entre gestionnaires de réseau de transport en cas de situation tendue, liés notamment au manque d'informations en temps réel sur l'état régional des réseaux et des transactions des acteurs ;
- une alternance de cycles de prix pluri-annuels de grande ampleur (« *boom and bust* »), qui augmente l'incertitude sur les besoins d'équipements de production à long terme ;
- un défaut de coordination régionale entre gestionnaires des réseaux (et propriétaires du transport s'ils sont différents) pour le renforcement des réseaux.

3. Pour une analyse plus développée du fonctionnement des marchés de gros en Europe et aux États-Unis, voir Bouttes et Trochet (2002).

Cet ensemble d'observations amène à caractériser le fonctionnement des marchés de façon stylisée comme l'alternance de deux situations contrastées :

1. des périodes de prix bas où la discipline de la concurrence est effective. La concurrence semble ici bien fonctionner en situation de surcapacité sur les réseaux et la production : hors congestion et situation tendue, même avec un petit nombre de producteurs, on est plutôt dans une forme de concurrence à la Bertrand, où les offres de prix des acteurs et les prix d'équilibre de marché sont proches des coûts marginaux de combustible du système. Dans ces situations, les niveaux sont trop bas pour inciter à investir et rémunérer les coûts fixes (pour fixer les idées, les recettes couvrent la moitié ou les trois quart des coûts complets), d'où les faillites de certains producteurs et l'absence d'investissement.
2. des périodes peu fréquentes de prix élevés, incluant exceptionnellement des situations de délestage, voire des black-outs. Il s'agit là soit de situations de congestion du réseau, soit de cas où l'équilibre global offre-demande est tendu : les prix peuvent aller jusqu'à 1 000 voire 10 000 €/MWh⁴ alors qu'ils sont la plupart du temps inférieurs à 40-50 €/MWh. En outre, ces situations sont propices à l'exercice de pouvoir de marché, y compris par des producteurs de taille et part de marché relativement modestes, comme certaines analyses de la crise californienne peuvent le suggérer⁵.

Aucune de ces situations ne paraît satisfaisante : une période prolongée de prix bas est difficile pour les producteurs ; et la persistance de prix élevés accompagnés de délestage est inacceptable pour les consommateurs et donc aussi pour les pouvoirs publics.

1.2. La redécouverte des caractéristiques physiques de l'électricité : impact sur la conception des marchés journaliers

Face à ces problèmes, les débats et travaux des dernières années suscitent deux constats majeurs.

En premier lieu, l'introduction de la concurrence dans le secteur de l'électricité est une tâche délicate, bien différente d'une régulation « légère » permettant à la « main visible » des pouvoirs publics de s'effacer. Au contraire, les réformes en cours nécessitent un travail de conception de règles du jeu complexes, avec un long processus d'apprentissage des acteurs du marché et du régulateur. Les tâches

4. Par commodité, les prix évoqués dans le présent article à titre illustratif sont plus souvent exprimés en euros qu'en dollars.

5. Voir par exemple FERC (2003).

et le niveau d'expertise du régulateur se sont d'ailleurs singulièrement étendus ces dernières années.

En second lieu, on a réalisé l'importance du lien entre les caractéristiques de l'électricité (non stockabilité impliquant des capacités de production toujours disponibles pour compenser les sources permanentes de déséquilibre ; lois physiques des réseaux ; inélasticité de la demande à court terme) et les problèmes de pouvoirs de marché -y compris de producteurs de petite taille- dans les situations tendues.

Devant ces constats, les travaux des économistes et des experts se sont ainsi focalisés sur les problèmes de conception des règles (« market design ») des marchés de très court terme, avec notamment deux objectifs :

- améliorer la cohérence des règles sur les marchés journaliers, les marchés d'ajustement infra-journaliers et les contributions des producteurs aux services système⁶ ; l'expérience californienne a montré en particulier que les incohérences incitaient les producteurs et le gestionnaire de réseau à des arbitrages fragilisants (donc coûteux) pour le système ;
- contrôler l'exercice des pouvoirs de marchés de l'ensemble des acteurs, notamment en période tendue durant laquelle l'équilibre du système devient plus vulnérable.

1.3. L'adaptation des règles soulève cependant d'autres difficultés

La recherche d'une amélioration de la cohérence des règles de marchés de très court terme et d'une protection contre les risques d'exercice de pouvoir de marché ont conduit parfois à mettre en place une régulation des prix maximaux admissibles (prix plafond ou price-caps) sur ces différents marchés. Ce faisant, d'autres difficultés sont apparues.

Les solutions, mises en œuvre le cas échéant par des organismes de contrôle de fonctionnement du marché (« *market monitor entities* ») en appui des régulateurs, amènent à contrôler les offres de prix dans les situations difficiles sur la base des coûts marginaux de court terme (« *cost-based bids* »). Bien que ces mécanismes soient qualifiés aux Etats-Unis de régulation orientée par le marché

6. Services gérés par le gestionnaire de réseau à partir des contributions provenant essentiellement des groupes de production et nécessaires au maintien de l'équilibre physique production-consommation à chaque instant et en tout lieu. Citons principalement :

- les services de fréquence-puissance qui permettent, aux moyens d'automatismes et de points de consignes sur les centrales, de faire varier leur puissance pour corriger instantanément un déséquilibre global mesuré en temps réel par la fréquence du réseau, dont la valeur doit être maintenue à une valeur constante (50 Herz en Europe) ;
- les services de tension qui permettent, aux moyens d'équipements sur les centrales et les réseaux, de corriger les déséquilibres géographiques de tension.

(« *market oriented regulation* »), ils impliquent nécessairement un rôle intrusif des régulateurs et paradoxalement une régulation bien plus lourde que naguère, ce qui ouvre la voie à de possibles incohérences.

Surtout, les solutions retenues ne résolvent pas vraiment ce qui apparaît comme des éléments majeurs d'explication de la crise californienne en 2000-2001, et des crises à New York et en Italie l'été dernier :

- il s'agit d'abord du manque d'incitation des producteurs à investir au bon moment (lorsque les risques de pénuries se rapprochent dans le temps), et du manque d'incitation des gestionnaires de réseau à se coordonner au niveau régional ;
- par ailleurs, certains des instruments aujourd'hui mis en œuvre peuvent avoir un résultat opposé à l'objectif recherché. On pense notamment au cas d'un mécanisme de « prix-plafond »⁷ trop bas sur le marché spot qui ne serait pas assorti de mesures complémentaires. Un tel mécanisme peut alors aggraver le désintérêt des acteurs à développer les moyens de pointe nécessaires à l'équilibre offre-demande en situation tendue.

On retrouve bien en définitive l'importance primordiale des questions d'investissement de production et de transport dans les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité.

Dans la suite nous proposons d'illustrer cette conjecture en nous centrant d'abord sur la production et l'équilibre offre-demande (§2), en oubliant provisoirement leur interaction avec les réseaux. Nous analyserons ensuite les problèmes liés aux réseaux de transport (§3). En dernière partie (§4) nous évoquerons les enjeux pour le secteur électrique d'une conception appropriée des règles du marché des permis d'émission négociables (NOx, SO₂, CO₂). La prise en compte de cette dimension environnementale pèsera là aussi fortement sur les futures décisions d'investissement du secteur.

2. Investissements de production et équilibre offre-demande

À partir d'un cahier des charges mettant les choix d'investissement au premier plan des préoccupations, il nous semble utile de rappeler ce que serait un modèle simple de marché concurrentiel avec choix d'investissement. Ensuite il s'agit d'examiner les difficultés de mise en œuvre de ce modèle, liées aux caractéristiques de l'équilibre offre-demande du système électrique, notamment dans les

7. « price-cap » : prix maximal autorisé sur le marché, dont le niveau est fixé de façon réglementaire.

situations d'extrême pointe. Enfin nous distinguerons trois démarches alternatives dans le traitement de ces difficultés :

- le développement de marchés à terme envoyant les bons signaux de prix aux investisseurs ;
- le recours à des mécanismes régulés de type acheteur unique et appel d'offres ;
- l'utilisation de mécanismes hybrides plus complexes, comme dans le cas du système du New-Jersey-Pennsylvanie-Maryland (PJM).

2.1. La description d'un premier modèle simpliste de marché concurrentiel régional de l'électricité

Ce modèle suppose que les acteurs – producteurs, traders, grands clients, grands fournisseurs – confrontent leurs anticipations de l'équilibre offre-demande sur des horizons allant de 3 à 5 ans, via des marchés à terme ou d'options. Ces acteurs ont intérêt à contracter entre eux à ces horizons pour se couvrir contre les aléas, compte-tenu des investissements à financer tant du côté de l'offre que de la demande. Le choix de ces horizons correspond aux temps de construction et de début d'exploitation de nouvelles centrales de production.

Sous réserve de pouvoir obtenir de nouveaux sites de production et donc d'absence de barrière à l'entrée administrative, la concurrence est forte entre les divers entrants potentiels, même avec des structures de marché concentrées sur une zone géographique.

Dans la mesure où l'essentiel des transactions est couvert par des contrats à terme, les pouvoirs de marché sont faibles à court terme sur les marchés spots, qui en outre s'équilibrent naturellement grâce aux élasticités de court terme de la demande (dans ce modèle idéal).

Si l'on estime que ces hypothèses peuvent être réunies, il devrait être possible d'obtenir un fonctionnement correct des marchés avec des règles appropriées.

2.2. Trois difficultés ouvrant des perspectives de travaux de recherches

Que l'on puisse ou non les qualifier « d'échecs de marché », ces difficultés n'en constituent pas moins trois problèmes aujourd'hui incontournables.

L'inélasticité de la demande à très court terme et l'absence de prix d'équilibre en situation d'extrême pointe

Dans un marché théorique, le prix équilibre toujours l'offre et la demande pour chaque aléa, y compris dans les situations tendues. Dans ces situations, le

prix reflète la valeur sociale d'appel des moyens d'extrême pointe ; il renvoie le bon signal de valorisation des investissements des moyens d'extrême pointe aux producteurs, et le bon signal d'effacement de demande aux consommateurs devenant élastiques pour des prix suffisamment élevés.

Mais compte tenu des caractéristiques physiques de l'électricité et des coûts de transaction (comptage, absence de réaction du consommateur au prix en temps réel), il est impossible d'obtenir la fonction de demande en temps réel en situation d'extrême pointe, c'est-à-dire d'obtenir sur chaque aléa un prix capable de refléter la valorisation marginale de la demande attribuable à telle ou telle catégorie de clients. En particulier les décisions instantanées de chaque consommateur⁸ ne seront réalisées qu'au vu d'un prix non contingent à chaque aléa, et calculé au mieux comme une moyenne de coûts d'offre associés à différentes situations tendues. Ceci implique un prix inférieur aux coûts d'offres contingentes les plus élevés et donc une incitation insuffisante des consommateurs à s'effacer.

Côté offre, il serait socialement coûteux de dimensionner les moyens d'extrême pointe pour satisfaire cette demande quels que soient les aléas : il est donc nécessaire d'envisager des situations de réduction physique de la demande, c'est-à-dire des délestages, qui ne pourront pas être réalisés en temps réel de façon efficace (en sachant sélectionner les clients dont le coût d'effacement est le plus faible) compte tenu de l'absence de connaissance de la fonction de demande⁹.

Il s'agit bien là d'un échec de marché impliquant l'intervention de la main visible des pouvoirs publics dans les situations d'extrême pointe. Ce problème pose deux questions que nous abordons successivement : la première (a) concerne le fonctionnement pratique du marché en situation d'extrême pointe, la seconde

8. Y compris ceux qui disposent d'un comptage électronique horaire de leurs consommations, ce qui permet de distinguer *a posteriori* l'énergie consommée selon les différentes heures de la journée (et donc le cas échéant de les facturer à des prix différents). Ce comptage électronique ne constitue donc pas un signal de prix qui serait envoyé en temps réel au consommateur. Pour que cela devienne le cas effectif, il faudrait deux dispositions supplémentaires : inclure dans le contrat de fourniture du client une indexation de la facturation de chaque consommation horaire au prix horaire *ex post* du marché de gros ; et surtout donner au client les moyens de transmettre *ex ante* au niveau centralisé sa fonction de réaction aux différents prix calculés *ex ante* au vu des prévisions d'offre-demande. Ce dernier point est techniquement possible mais coûteux au plan des infrastructures de télécommunications et des coûts de transaction du client. Il est en particulier plus complexe que la question de transmission orale d'un ordre d'achat ou vente sur le marché des valeurs boursières (si l'on voulait pousser le parallèle, il faudrait que le client annonce plusieurs fois par jour qu'il s'engage de façon crédible sur une nouvelle courbe de charge journalière, et qu'ensuite il gère ses usages pour se conformer à cette courbe de charge). Même si l'on peut imaginer un abaissement des coûts de transactions grâce au progrès technique dans les télécommunications, cette perspective reste vraisemblablement encore très limitée pour les 15 ans à venir au-delà de quelques clients industriels spécifiques.

9. En microéconomie, on peut parler d'inefficacité d'une décentralisation des décisions de production-consommation par les prix. Par ailleurs, la tarification de la demande en situation tendue est une question classique : voir notamment Turvey et Anderson (1977) (Banque mondiale).

(b) les conséquences de ce fonctionnement à moyen terme pour dimensionner les équipements de production.

a) En raison des coûts de transaction liés notamment au comptage et à la télé-relève, la fonction de demande est inélastique à très court terme. En situation tendue, compte tenu de la non-stockabilité de l'électricité, la fonction d'offre devient également inélastique : avec deux « fonctions verticales », l'équilibre offre-demande ne peut pas être réalisé par les prix.

Cette difficulté n'a rien à voir avec l'existence de pouvoirs de marchés, ce que l'on peut montrer ici en supposant un fonctionnement du marché qui permet d'obtenir une fonction d'offre agrégée identique à la courbe de coût marginal de court terme de la production¹⁰. En période normale, le niveau de consommation globale observé suffit pour calculer un prix d'équilibre (p_0 pour la figure 1).

Figure 1 : Offre-Demande en situation d'extrême pointe pour calculer un prix d'équilibre (p_0 sur le schéma).

En période d'extrême pointe, la capacité de l'ensemble du parc est saturée (courbe d'offre verticale) et le calcul d'un prix d'équilibre dépend entièrement de la valorisation de la demande. Mais compte tenu de l'inélasticité de la fonction de demande, il n'existe aucun prix d'équilibre si la prévision de consommation est excédentaire, c'est-à-dire n'intersecte pas la courbe d'offre.

10. Pour une production totale donnée, le coût marginal du parc est le coût marginal de la centrale marginale, composé de deux termes : le coût marginal de combustible (et d'exploitation) et le coût d'opportunité de la contrainte de capacité (nul si le parc ne fonctionne pas à pleine capacité).

Ce constat élémentaire devrait être bien sûr davantage argumenté et débattu¹¹.

Il est clair que le développement des options d'effacement de la demande doit être largement encouragé. L'ampleur de ce développement restera cependant encore relativement limitée dans les dix prochaines années compte-tenu des coûts de transaction, et surtout ne changera pas la nature du problème. La France en est l'illustration. Pionnière en matière tarifaire, elle a développé depuis les années 80 de 6 à 8 GW d'options d'effacement, soit environ 10 % de la pointe nationale, un record par rapport aux autres pays¹². Malgré cela, on retrouve la question pour la pointe résiduelle, nette des effacement obtenus : celle-ci devient la grandeur pertinente pour dimensionner l'offre maximale de production, mais reste inélastique et inapte à révéler le coût social de défaillance en situation d'extrême pointe, qui serait la valorisation économique appropriée de dimensionnement des équipements de pointe.

b) La qualité du service – en l'occurrence le nombre d'heures en espérance où il y aura des délestages tournants – possède alors certains attributs des biens publics et exige l'intervention de la main visible des pouvoirs publics ou du régulateur :

- pour décider du niveau acceptable de la qualité de service ;
- pour organiser les délestages de façon efficace et équitable, et éviter les *black-outs* ;
- pour décider du signal de prix à utiliser dans ces situations : d'abord pour obtenir un prix de règlement financier des achats et ventes d'énergie réalisés sur le marché spot ; ensuite pour inciter les acteurs à investir dans des moyens de pointe.

Le raisonnement développé en annexe montre que si l'on vise un niveau de qualité de service équivalent à un ou deux jours de délestage au plus tous les 10 ans comme c'est souvent le cas aux États-Unis ou en Europe, il faut utiliser des niveaux de l'ordre de 10 000 ou 15 000 €/MWh, bien supérieurs au prix plafond global de 1 000 €/MWh imposé dans différentes régions aux États-Unis et en Europe.

On a là une façon de décentraliser par les prix le problème de « bien public », sous réserve d'une anticipation parfaite des acteurs sur les aléas à venir.

11. On notera ici avec intérêt les travaux en cours de Joskow et Tirole (2004) et ceux de Borenstein et Holland (2004) présentés à la Conférence de l'IDEI-CEPR des 16-17 janvier 2004 à Toulouse. Des travaux avaient été également menés aux Études Économiques Générales d'Électricité de France sur ces questions au début des années 90 (voir Trochet (1991), Trzpit (1993) et Bouttes (1981)).

12. Dans son rapport annuel d'évaluation des marchés, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) évoque des parts de demandes effaçables et interruptibles faibles, variant entre 0 % et 7 % de la pointe annuelle selon les régions (voir FERC (2003 b) p.15 à 21). Pour la FERC, l'inélasticité de la demande reste une question majeure à traiter pour assurer le bon fonctionnement des marchés de l'électricité.

La quasi-absence des contrats au-delà de deux ans et la difficile convergence des anticipations sur les futurs équilibres offre-demande

Compte tenu des durées de construction des équipements dans le secteur électrique, les investissements en nouveaux moyens de pointe doivent être décidés trois ans avant que l'espérance anticipée de durée de délestage ne dépasse le seuil de qualité de service admissible évoqué au paragraphe précédent. Ces décisions sont extrêmement sensibles à la représentation des aléas et aux modélisations retenues. Il est donc a priori difficile pour les acteurs de converger naturellement sur ces résultats tout en évitant d'être collectivement « markoviens », c'est-à-dire en estimant les risques de futurs délestages au seul vu des aléas réalisés récemment : si l'observation effective des coupures est trop ancienne pour être gardée en mémoire, les acteurs croient peu aux risques de sous-équipements et se couvrent insuffisamment en contrats d'approvisionnement à ces horizons ; si les derniers délestages observés sont récents, les acteurs surréagissent en accélérant les commandes de nouveaux équipements et en surcontractant à moyen terme, comme cela a été le cas des pouvoirs publics de Californie en 2001, mais également des investisseurs privés dans le Middle West à la suite de l'envolée des prix spots durant l'été 1998.

Cette question de convergence, propre à tout cycle aléatoire d'activité économique, paraît particulièrement prégnante dans l'électricité, notamment pour les équipements de pointe, compte tenu du poids décisif des « queues de distribution » des aléas du système dans leur valorisation économique ¹³.

Des situations propices aux jeux des acteurs

Les difficultés à obtenir des bons niveaux de prix pour l'extrême pointe et un volume suffisant de contrats à terme génèrent aussi, en plus des problèmes déjà évoqués, des situations favorisant le jeu des différents acteurs :

- exercices de pouvoirs de marché des producteurs et des *traders*, quelle que soit leur taille, en situation tendue ;
- comportements d'aléa moral des acheteurs grossistes et de leurs clients aval qui ont intérêt à parier sur les aléas favorables et à ne pas contracter sur des fournitures garanties à long terme ;
- intervention des pouvoirs publics intrusive et incohérente, soit par des prix-plafonds trop bas pour éviter les envolées de prix, soit par l'organisation d'appels d'offres sur de nouveaux moyens de production pour éviter de nouvelles coupures (voir ci-dessous).

13. La volatilité est plus faible pour les équipements de production en base ou semi-base.

Même si les exercices de pouvoirs de marché, les asymétries d'information et l'aléa moral ne sont pas des questions spécifiques au secteur électrique, l'ampleur de leur impact sur le fonctionnement des marchés de court terme de l'électricité peut être particulièrement importante. Cette ampleur résulte cependant en grande partie de l'absence d'un traitement approprié des autres difficultés examinées précédemment (non existence d'un prix d'équilibre en période d'extrême pointe et défauts de convergence des anticipations sur ces périodes à moyen terme).

2.3. Éviter les « fausses bonnes » solutions

L'analyse des deux premiers problèmes évoqués au §2.2 devrait ainsi recevoir une attention prioritaire.

A contrario, chercher uniquement aujourd'hui à limiter les jeux d'acteurs sur les marchés de court terme sans traiter les autres problèmes risque d'accroître les inefficacités à moyen terme. Prenons trois exemples :

1. un plafonnement des prix ou des offres autorisés (« *price-cap* » et « *bid caps* ») sur les marchés spots peut finalement décourager la contractualisation à terme et les investissements ;
2. l'organisation d'appels d'offre pour les seuls nouveaux moyens de pointe par le régulateur peut conduire à des prix sur les marchés spots durablement bas, et dissuader d'investir dans d'autres types de moyens de production ;
3. l'utilisation de la « micro-conception » du marché des réserves la veille pour le lendemain pour le gestionnaire du réseau de transport (GRT) ne peut être un moyen privilégié d'incitation des acteurs à investir en moyens de pointe (ce qui n'exclut pas qu'il puisse y contribuer, mais de façon insuffisante).

Ce dernier point mérite quelques précisions. Dans sa gestion journalière, le gestionnaire du réseau de transport est amené à distinguer deux types de réserves :

- les réserves indispensables en temps réel (« *spinning and regulation reserves* », réserves primaires et secondaires) permettent de supprimer les risques de *black-out* en situation « normale », et d'éviter de passer d'une situation de délestage tournant maîtrisé à un *black-out*. Le dimensionnement de ces réserves est de l'ordre de 2 % de la pointe. Ce montant est soustrait de la puissance installée dans les modèles de choix d'investissement ;
- les réserves « différées » sont utilisées pour reconstituer dans la journée les réserves précédentes, afin de ne pas se retrouver en situation de délestage tournant en temps réel parce que l'on aurait « oublié » de démarrer des centrales disponibles quelques heures auparavant. Elles sont « sur le pont » en situation de délestage tournant et représentent de l'ordre de 3 % de la puissance de pointe.

Il ne paraît donc pas pertinent d'utiliser les mécanismes contractuels associés à ces réserves pour améliorer la convergence des anticipations des acteurs à moyen long terme. De même le critère de leur dimensionnement ne fournit pas d'indication sur le bon dimensionnement à moyen-long terme du parc de production, dont la marge de capacité appropriée tourne généralement autour de 15-25 % (selon les systèmes) de la pointe annuelle estimée à 3-5 ans.

2.4. Prendre les problèmes dans l'ordre et travailler sur les incitations à investir

Traiter les trois problèmes évoqués au §2.2 en privilégiant les deux premiers et en cherchant d'abord à résoudre la question des investissements nous paraît être le cahier des charges approprié.

Les conditions d'un fonctionnement de marchés envoyant les bons signaux aux investisseurs

Il s'agit d'abord d'obtenir une concurrence à l'échelle européenne (si l'on prend cet exemple) s'appuyant sur une harmonisation des marchés nationaux d'ajustement en temps réel, avec des prix plafonds rémunérant suffisamment l'usage de tous les équipements en période d'extrême pointe, à des niveaux cohérents avec la qualité de service exigée des pouvoirs publics¹⁴.

Une fois obtenus l'équilibre offre-demande et un signal-prix en situations tendues par l'intervention de la main visible des régulateurs, il s'agit ensuite de stimuler le développement des contrats à terme en aidant les acteurs du marché à converger dans leurs anticipations en prix et/ou quantités sur les équilibres offre-demande, et d'éviter les phénomènes de passagers clandestins et d'aléa moral. Cette convergence pourrait être favorisée à partir d'un partage d'informations sur les équilibres offre-demande européens à 5-10 ans, informations que fournissent aujourd'hui au niveau seulement national le « *7-Year Statement* » du National Grid Company (NGC) anglais ou en France le bilan prévisionnel du Réseau de transport d'électricité (RTE). Il faut également que parmi les producteurs, il existe des acteurs durables, de taille suffisante, intégrés de la production à la commercialisation au client final, capables d'investir et de contribuer à la liquidité et la profondeur des marchés à moyen terme.

Enfin, la réalité de la libre entrée suppose une régulation focalisée sur les investissements, s'appuyant sur des régulateurs coordonnés au niveau européen, et

14. Cela suppose aussi le renforcement coordonné des réseaux en Europe (cf §3).

évaluant les niveaux de prix observés par rapport aux coûts complets de développement des centrales, et non aux seuls coûts variables de combustible ¹⁵.

La mise en place de l'ensemble de ces conditions exige un temps d'apprentissage, et donc peut-être aussi des pouvoirs publics patients et informés. Ce temps serait cohérent avec la logique de la construction européenne. C'est en tout cas l'option retenue aujourd'hui par les anglais et les australiens.

Si l'on estime pouvoir progressivement réunir ces conditions, il devrait être possible d'obtenir un fonctionnement correct des marchés avec des règles appropriées.

Dans le cas inverse, si l'on pense qu'il est impossible de réunir l'ensemble de ces conditions ou que le temps d'apprentissage sera trop long, le mécanisme du « competitive bidding process » ou d'acheteur unique représente une alternative.

L'alternative de l'acheteur unique

Ce mécanisme, utilisé par les américains au début des années 1990 et que l'Europe a ensuite dénommé l'acheteur unique, est une forme de concurrence nécessitant l'implication directe des pouvoirs publics. Ceux-ci organisent des appels d'offres pour la construction et l'exploitation de l'ensemble des nouvelles centrales, qui permettent ensuite aux gagnants d'obtenir des contrats de long terme de type « Power Purchase Agreement ». Ce mécanisme peut être approprié dans des pays comme la Chine, le Brésil ou le Mexique où il faut développer de façon coordonnée les réseaux de transport et les centrales de production pour faire face à une demande fortement croissante. Son recours en Europe signifierait par contre un retour à la réglementation des investissements et donc l'échec et l'abandon de l'Accès des tiers au réseau (ATR).

Mettre en place des systèmes hybrides est possible, mais aussi plus complexe et risqué

Deux types d'approches sont possibles ¹⁶.

15. L'évaluation pertinente du pouvoir de marché doit être fondée sur un indice de Lerner (écart relatif entre prix et coût marginal) signifiant pour différents types de fourniture. Évaluer le coût marginal à partir des seuls coûts variables de combustible revient à tronquer la notion de coût marginal. Évaluer le coût marginal à partir des coûts complets de développement des centrales trouve un sens à la fois au regard du droit de la concurrence appliqué habituellement dans différents secteurs industriels et au regard de la théorie économique (convergence entre coûts marginaux de court et de long termes dans des parcs en développement).

16. Qu'il s'agisse de décentralisation par les prix ou par les quantités, nous ne faisons ici qu'esquisser les solutions à titre exploratoire. Sur les recherches en cours concernant différentes approches, voir par exemple Pérez-Arriaga et alii (2001), Oren (2003) et Joskow et Tirole (2004).

a) Approches fondées sur une décentralisation des décisions par les prix, et s'inspirant des mécanismes de « paiements de capacité »

Ces approches s'inspirent du mécanisme journalier de paiement de capacité (« capacity payment ») du Pool anglais des années 1990. Elles s'en distinguent néanmoins par le fait que le prix de la capacité de pointe serait annuel, devrait être annoncé 3-4 ans à l'avance¹⁷, et servirait à rémunérer l'ensemble des producteurs. La répartition « en structure » de la rémunération (le niveau global étant fixé *ex ante*) pourrait ensuite être fonction de la contribution des producteurs observée *a posteriori* sur l'ensemble des heures d'extrême pointe de l'année, par exemple, lorsque la probabilité de défaillance vue la veille pour le lendemain est non nulle.

b) Approches fondées sur une décentralisation des décisions par les quantités : « obligations de capacité » ou « contrats d'option sur la sûreté du système » (« reliability options »)

Ces approches s'inspirent des mécanismes de court terme utilisés par le système de Pennsylvanie-New Jersey-Maryland – PJM. Elles s'en distinguent par l'horizon de temps concerné. Chaque fournisseur responsable de la garantie de fourniture (les « *Loads Serving Entities* » pour PJM ; les « Responsables d'Équilibre » en France, Suède...) porterait une obligation de capacité en fonction de sa pointe de demande 3-4 ans à l'avance¹⁸, et en cas de non-respect paierait une pénalité au moins égale au coût d'anticipation du moyen de pointe de référence (turbine à combustion ou TAC), toujours trois ans à l'avance bien sûr, avec une pénalité *ex ante* et non *ex post*. Il faut évidemment alors prendre en compte la possibilité pour les clients de changer ensuite de fournisseurs. Il y a là une réelle difficulté à résoudre, qui ne paraît néanmoins pas insurmontable.

Ce système inspiré de PJM fournirait un exemple plutôt astucieux de système combinant des marchés de l'énergie avec une forme partielle d'acheteur unique pour l'ensemble des capacités à la pointe. Il inspire aujourd'hui certaines propositions du régulateur fédéral américain. Le système de PJM résulte cependant de la transformation progressive d'un système hérité de l'histoire, qui sera sans doute difficile à transposer dans d'autres pays. La complexité du mécanisme accroît en outre l'exigence de cohérence et d'engagement des pouvoirs publics, sachant que c'est le manque de cohérence des pouvoirs publics que les débats californiens et anglais mettaient en avant pour promouvoir l'introduction de la concurrence.

De fait, les risques de régulation, c'est-à-dire les incertitudes sur les règles adoptées par les pouvoirs publics et les régulateurs, sont ce que craignent le plus aujourd'hui les investisseurs.

17. Valeur donnée ici pour fixer les idées et homogène au délai entre la décision d'investissement d'une turbine à combustion (TAC) et le début de rentabilisation de son exploitation.

18. Valeur donnée également ici de façon indicative : cf remarque précédente.

En définitive, tout en reconnaissant l'intérêt d'étudier ces différentes expériences, il semblerait plus logique aujourd'hui de travailler encore dans le sens de l'amélioration du fonctionnement des marchés en laissant aux régulateurs et aux acteurs industriels et commerciaux le temps de l'apprentissage.

L'enjeu de ce travail devrait en particulier contribuer à éclairer la problématique des besoins d'investissement en moyens de pointe de l'Europe dans les années à venir¹⁹, en intégrant également les préoccupations de sécurité d'approvisionnement manifestées notamment par la Commission²⁰.

3. La question des réseaux

Les débats sur la conception des règles de marché relativement au fonctionnement des réseaux et à leur interaction avec la production ont accompagné de façon parallèle les débats examinés plus haut sur le fonctionnement des marchés pour la production. Les travaux des économistes et des experts se sont ainsi également focalisés sur le fonctionnement du système à court terme, avec entre autres les systèmes dits de tarification « nodale » dont PJM constitue l'exemple type d'application. Les crises de ces dernières années, notamment les *black-outs* de 2003 dans l'État de New-York et en Italie, ont fait aussi évoluer ces préoccupations vers les questions de dimensionnement du réseau à moyen-long terme.

Nous aborderons donc la question des réseaux par la tarification nodale illustrée par l'exemple de PJM, pour mieux cerner son rôle spécifique et son intérêt pour l'Europe (§3.1). Ensuite nous examinerons les mécanismes utilisés pour la rémunération des infrastructures et la gestion à moyen terme du réseau, et leur rôle incitatif dans la localisation des investissements des acteurs (§3.2).

3.1. Les prix nodaux de PJM : un instrument de redispatching journalier du GRT pour gérer les congestions journalières

Lorsqu'il détecte des situations de congestion sur le réseau dans sa gestion journalière, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) de PJM calcule et publie à l'intention des utilisateurs des marchés de gros journaliers et en temps réel des « prix nodaux », c'est-à-dire des prix de l'énergie géographiquement différenciés

19. Voir UCTE (2003). Les besoins proviennent en partie de la croissance de la demande, mais surtout du fait du déclassement de centrales existantes qui arrivent en fin de vie économique.

20. Voir le projet récent de directive « concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures » (Commission des Communautés européennes (2003)).

aux nœuds congestionnés du réseau. Il est intéressant de décrire le calcul de ces prix pour mieux en comprendre leur nature et leur rôle.

Les prix nodaux, valeurs des « variables duales » issues du modèle de redispatching géré de façon totalement centralisée par le GRT

Lorsqu'en 1998, PJM est passé d'un système de « pool coopératif » au fonctionnement d'un marché de gros avec libéralisation des prix, les règles et modèles pré-existants de redispatching économique pour la gestion des congestions journalières ont été repris et adaptés au nouveau contexte.

En l'absence de congestion, le fonctionnement actuel des marchés de gros fonctionne comme un marché géographique « à un nœud » au sein de la zone contrôlée par le GRT de PJM. La majeure partie du temps, les programmes journaliers de production-consommation qui en résultent et sont fournis au GRT donnent lieu à des transits physiquement réalisables.

Mais dans certaines situations, les transits associés aux programmes journaliers ne sont pas réalisables du fait de congestions sur certaines lignes du réseau. Le GRT est donc amené à modifier la veille pour le lendemain ou en temps réel la répartition géographique des programmes pour décongestionner les lignes saturées. Pour être réalisée de façon économique, cette modification est réalisée à partir d'un modèle informatique « d'optimisation économique sous contraintes » capable de distinguer les caractéristiques de chaque centrale de production et de chaque ligne du réseau, c'est-à-dire tenant compte :

- pour la production, des annonces de prix en chaque nœud, des coûts d'arrêt-démarrage des centrales, des gradients de prise de charge et autres contraintes cinétiques propres à chaque technologie de production ;
- pour le réseau, des deux lois de Kirchhoff (voir encadré), des contraintes thermiques sur les lignes, de règles de sécurité « N-1 » et « N-2 » (voir encadré) et des coûts des pertes.

encadré 1

« Lois de Kirchhoff » et « Règle N-1 ou N-2 »

Première Loi de Kirchhoff, ou « Loi des nœuds » : la somme des courants entrants (injectés ou importés) dans un nœud est égale à la somme des courants sortants (soutirés ou exportés) de ce nœud. Cette loi est assimilable à un bilan matière (consommation locale + exportation = production locale + importation).

Seconde Loi de Kirchhoff, ou « Loi des mailles » : la somme algébrique des tensions aux bornes des différentes branches d'une maille est égale à zéro.

Ces lois conduisent à une répartition des flux dans un réseau électrique minimisant le volume des pertes en ligne par effet Joule (minimisation physique et non économique). Comme ce volume est constant par unité de longueur (à tensions et sections égales), la puissance transitée sur une ligne A de longueur $10 \times L$ maillée à une ligne B de longueur L sera nécessairement égale au dixième de la puissance transitée sur la ligne B. Ainsi un échange entre la France et l'Italie peut transiter en partie par la Belgique, ou un échange entre le Québec et l'État de New-York peut transiter en partie par l'ouest des Grands Lacs. On comprend alors pourquoi les capacités limitées de certaines lignes puissent restreindre certains échanges alors même que les lignes « les plus directes » ne sont pas saturées.

Règle d'exploitation en « N-1 » : le niveau de sûreté d'exploitation du réseau inclut la capacité à faire face à la perte instantanée ou différée de l'un quelconque de ses éléments.

Règle d'exploitation en « N-2 » : le niveau de sûreté d'exploitation du réseau inclut la capacité à faire face à la perte simultanée de deux quelconques de ses éléments.

Les résultats de cet instrument centralisé de redispatching sont les quantités produites par chaque centrale et les « variables duales » associées à chaque contrainte du modèle : les prix nodaux représentent notamment les valeurs des variables duales associées aux contraintes de la première loi de Kirchhoff exprimées en chaque nœud du réseau.

Deux risques d'écueil dans la compréhension du mécanisme

a) La notion de marchés en chaque nœud reste pour une large part un artefact.

En l'absence de congestion, le marché pertinent est régional, c'est-à-dire englobe un parc de centrales étendu : plus de 80 GW pour PJM et de 200 GW pour la plaque continentale européenne. Le prix d'équilibre révélé par le marché résulte de la confrontation de plusieurs acteurs permettant d'obtenir et de confronter des fonctions d'offre et de demande agrégées, comme s'il s'agissait d'un modèle à un seul « nœud ».

Cette interprétation n'est cependant pas transposable à un niveau local, pour l'alimentation d'une zone urbaine par exemple, lorsque cette zone devient contrainte en importation²¹. En effet on se retrouve généralement en présence d'un seul

21. Les « puits de consommation locale » (« *load pockets* ») sont des situations parfois observées sur certaines villes comme New-York. FERC (2003) (p. 3-4) présente une liste de « *load pockets* » américaines jugées comme nécessitant un examen particulier de l'« Office of Market Oversight and Investigation » (FERC).

acteur au nœud pertinent considéré, qui dispose alors d'un pouvoir de marché évident. PJM traite cette situation avec des règles de bon sens :

- si la congestion est conjoncturelle, les offres des producteurs situés aux nœuds congestionnés doivent être fondées sur les coûts variables des centrales avec une marge autorisée de 10 %, ou sur la moyenne des offres observées auparavant en situation normale (sans congestion) ; ce mécanisme ne présente pas de difficulté majeure si les occurrences de congestion restent peu fréquentes, ce qui est le cas lorsque les réseaux sont suffisamment bien maillés ;
- si la congestion est structurelle, le producteur est engagé dans une relation contractuelle spécifique avec le GRT, avec par exemple des contrats où le GRT détient la priorité hiérarchique des décisions journalières d'appel de la centrale (contrats de type « must-run »).

Dans les deux cas, bien que le régulateur fédéral américain (la FERC, ou Federal Regulatory Energy Commission) parle ici de « régulation concurrentielle » (« *competitive regulation* ») pour la distinguer de la régulation antérieure fondée sur les coûts moyens comptables, le prix nodal est effectivement régulé et ne résulte pas d'une confrontation d'offres en concurrence.

b) Un signal de prix sophistiqué qui ne représente qu'une faible partie de la rémunération des infrastructures existantes et reste difficilement utilisable pour orienter le choix des renforcements de réseau

Compte tenu des spécificités des réseaux d'électricité, c'est-à-dire la présence d'indivisibilités dans chaque partie du réseau et l'effet des multiples externalités entre les lignes lorsque le réseau est bien maillé (qui résulte d'une part de la seconde Loi de Kirchhoff et d'autre part de l'utilisation de règles systémiques de sûreté de type « N-1 » ou « N-2 » dans l'exploitation du réseau pour éviter qu'à la suite d'aléas instantanés, un déséquilibre local ne conduise à l'effondrement du système), la valorisation économique d'un renforcement de ligne est en général éloignée de l'espérance des différences de coûts marginaux en chacune de ses extrémités. En conséquence, dans un système où les mécanismes de prix nodaux reflèteraient correctement les coûts marginaux aux nœuds, il serait inefficace de vouloir asseoir la rentabilité de renforcements de lignes sur la seule base des différences entre ces prix nodaux.

En outre, le poids important des indivisibilités et des rendements globaux d'échelle font que, dans un réseau bien dimensionné, la recette nette procurée par le mécanisme de prix nodaux – le « *merchandising surplus* » – est loin de couvrir le coût total des infrastructures du réseau²².

22. À titre illustratif, le montant annuel des congestions de réseau facturé par PJM a atteint 400 millions de dollars en 2002 et 210 millions de dollars en 2001 (PJM (2002)), soit des niveaux bien infé-

En conséquence, la différence de prix nodaux ne peut pas constituer l'élément majeur du signal tarifaire à envoyer aux utilisateurs du réseau. Les raisons avancées, sur le registre de l'efficacité économique, ne s'opposent pas à certaines formes éventuelles de différenciation géographique dans les mécanismes de tarification du transport. Nous y reviendrons au §3.2. Ces raisonnements doivent par contre être distingués des préoccupations redistributives liées à la péréquation tarifaire géographique, qui concernent d'abord les réseaux de distribution en moyenne et basse tensions.

L'utilité d'un instrument commun de redispatching pour la coordination des GRTs en Europe et l'amélioration de la gestion des congestions à court terme

La distinction entre modèles de tarification des infrastructures de transport et instruments de redispatching journalier permet de mieux saisir l'intérêt spécifique de la cohérence des instruments de redispatching dans la coordination journalière des GRTs en Europe.

Au fond, parler de tarification nodale à l'échelle de plusieurs zones de réglage traditionnelles, c'est d'abord s'imposer la discipline d'un modèle unique de redispatching et donc d'une gestion coordonnée des réseaux, plus efficace et plus sûre, au niveau par exemple de la plaque européenne.

Au regard du fonctionnement actuel des systèmes européens fortement interconnectés, il serait en effet utile d'élargir l'utilisation coordonnée des modèles actuels de redispatching au-delà des zones traditionnelles de réglages de chaque GRT, pour atténuer ou supprimer les congestions les plus coûteuses. Une gestion davantage régionalisée, à l'échelle des régions proposées par la Commission européenne – on peut notamment penser à l'ensemble Allemagne-Bénélux-France-Suisse – aurait, par exemple, l'intérêt de réduire les distinctions actuelles entre contraintes locales et contraintes « aux frontières », en grande partie arbitraires. Compte tenu en effet des spécificités des réseaux maillés évoquées plus haut, les décisions les plus efficaces pour satisfaire la contrainte « locale » d'un GRT relèvent parfois d'un redispatching opéré sur la zone d'un GRT voisin. Un système cohérent de redispatching sur un ensemble de plusieurs zones devrait alors améliorer l'efficacité collective des décisions prises individuellement par chaque GRT comme la sûreté globale des réseaux.

C'est bien ce souci de cohérence qui avait amené dans le passé les compagnies d'électricité de Pennsylvanie, New-Jersey et Maryland à mettre en commun leur dispatching et créer PJM (alors que chaque compagnie conservait son propre

rieurs aux charges d'infrastructures du réseau Haute et Très Haute Tensions dont le total est d'environ 1 milliard de dollars (voir PJM (2003)).

système de rémunération du transport facturé auprès des clients de sa zone de desserte).

Cette préoccupation est également partagée par le régulateur fédéral américain dans sa politique visant à promouvoir le développement d'opérateurs régionaux de transport.

3.2. Rémunération des infrastructures et choix d'investissements dans les réseaux

La mise en concurrence effective de producteurs de taille industrielle (c'est-à-dire aptes à exploiter les économies d'échelle d'un parc de plusieurs centrales) construisant et exploitant des équipements diversement situés au plan géographique, suppose l'absence de barrières aux échanges au sein de zones suffisamment larges. Elle implique l'existence de réseaux transnationaux suffisamment bien interconnectés, pour autant que l'évolution du coût de ces réseaux soit maîtrisée et reste inférieure aux gains attendus sur le maillon de la production (c'était la logique du calcul des coûts de la « non-Europe » de l'électricité, définie comme l'écart entre le coût du système existant et le coût théorique d'un modèle de dispatching optimisé sur l'ensemble de l'Europe).

Dans cette perspective, les considérations de *market design* relatives aux réseaux de transport devraient privilégier trois types de démarche.

La recherche d'une régulation contractuelle incitative des gestionnaires de réseau, pour maîtriser le coût des interactions entre production et transport

Le coût des interactions entre production et transport concerne essentiellement le redispatching journalier et les divers services systèmes, pour lesquels les formules les plus appropriées de contractualisation entre GRT et utilisateurs du réseau, essentiellement les producteurs, sont nécessairement variées : rémunération à la puissance disponible et/ou à l'énergie produite, engagements journaliers, mensuels, annuels, etc. ...

La gestion de ces interactions est naturellement de la responsabilité du GRT dans la mesure où il s'agit d'un domaine où production et transport sont substituables en temps réel et pour lequel la décentralisation des décisions serait coûteuse²³. Le coût de ces interactions est logiquement intégré à l'ensemble des coûts de transport dont le GRT a la responsabilité.

23. De façon générale, production et transport apparaissent comme des biens complémentaires : le réseau de transport consistant à « acheminer » l'énergie des centrales vers les lieux de consommation. Mais il existe des situations où les deux biens sont substituables : un renforcement de ligne peut parfois éviter des investissements de production (exemples de substituabilité également possibles à

La maîtrise de ces coûts pourrait être favorisée par une régulation contractuelle incitative des GRTs, à l'image de celle qui a été mise en place par le régulateur britannique pour le GRT anglais (NGC) au cours des années 90, et dont on a pu observer jusqu'à présent les résultats positifs sur le montant de l'enveloppe des surcoûts (« *uplift* ») lié aux redispatchings et à certains services système²⁴. On notera pour NGC que ce résultat a été obtenu par un modèle de redispatching économique utilisé sans mettre en œuvre une tarification nodale vis-à-vis de l'ensemble des acteurs.

La coordination de la planification des renforcements de réseaux à une échelle régionale couvrant plusieurs gestionnaires de réseau de transport

Les rapports techniques d'exploitation des réseaux évoquent parfois le rôle indispensable pour la sécurité du système, des procédures de dialogue en continu qui existent aujourd'hui entre GRTs européens voisins, au sein d'un réseau qui a l'avantage d'être mieux maillé qu'aux États-Unis.

Les missions et responsabilités attribuées aux différents GRTs restent cependant qualifiées en grande partie à l'échelon de leurs territoires respectifs de desserte. Comme dans le cas de la gestion en temps réel évoquée au §3.1, ceci conduit au niveau de la planification à moyen-long terme à créer certaines distinctions conventionnelles entre des contraintes de réseau locales internes à chaque zone de desserte, et des contraintes aux interconnexions, alors que les critères pertinents de décisions de résolution de ces contraintes respectives ne concordent pas nécessairement avec cette distinction géographique.

Les outils et procédures de planification appropriés à la résolution de ces problèmes ne sont pas les mêmes que ceux de la gestion en temps réel. Mais une coordination de leur utilisation entre GRTs à une échelle supra-nationale, européenne, voire au-delà, serait également bénéfique : elle pourrait réduire le nombre et donc le coût de développement de nouvelles lignes, et faciliter le traitement ultérieur des congestions.

court-moyen terme et en temps réel).

24. Selon les rapports annuels de NGC, le surcoût annuel de congestion, qui atteignait près de 200 millions de livres en 1994, année d'introduction du contrat incitatif, a été progressivement ramené à 15 millions de livres en 1999.

L'envoi aux producteurs, et le cas échéant aux grands consommateurs, de signaux de prix reflétant des caractéristiques géographiques structurelles du système

Aujourd'hui dans PJM, l'essentiel de la rémunération des investissements de transport se fait *via* un tarif fondé sur le coût comptable moyen de chaque propriétaire de réseau et répercuté sur le consommateur final de la zone de desserte afférente²⁵, sans différenciation géographique spécifique au sein de cette zone. On retrouve là une pratique assez générale des électriciens, non spécifique à PJM.

De fait, l'intérêt d'envoyer aux producteurs et aux grands consommateurs raccordés au réseau de transport un signal journalier sophistiqué de différenciation géographique des prix est faible, sauf en cas de congestion structurelle forte. Dans ce cas un signal plus durable que la tarification nodale au sein du mécanisme de tarification du transport serait plus approprié, c'est-à-dire mieux à même d'orienter efficacement les décisions d'investissement des uns et des autres, notamment dans leur localisation géographique.

Deux types de mécanismes pourraient entre autres jouer ce rôle, notamment en présence de zones structurellement importatrices ou structurellement exportatrices.

Le premier type de mécanisme est parfois qualifié de « tarification zonale », et pourrait, le cas échéant, s'appuyer pour partie sur la structure des prix nodaux moyennés sur plusieurs périodes, ces moyennes pouvant contribuer à refléter les composantes « structurelles » des contraintes de réseau²⁶.

Le second type de mécanisme concerne les procédures et tarifs de raccordement. Les tarifs pourraient inclure pour chaque utilisateur non seulement le coût de sa ligne de raccordement, mais également les coûts de renforcement du réseau qui l'on saurait associer aux décisions de l'utilisateur. La pratique de PJM en constitue un exemple illustratif : en sus des coûts directs de raccordement payés par chaque utilisateur, les producteurs désirant construire de nouvelles centrales forment une file d'attente, et paient le cas échéant des coûts indirects (« *deep cost* ») qui représentent les coûts spécifiques de renforcement de réseaux suscités par le

25. En principe, le mécanisme déduit des charges à recouvrir la recette annuelle procurée par les différences de produits nodaux (le « merchandizing surplus »). Cette recette est cependant elle-même nette du montant des revenus financiers versés par le GRT aux utilisateurs du réseau détenteurs de « financial transmission rights » (droits jouant un rôle d'assurance financière vis-à-vis du risque de volatilité des différences entre prix nodaux : cf Joskow & Tirole (2000) pour plus détails).

26. En principe, le calcul doit être réalisé sur l'espérance des différences géographiques de coûts anticipés à moyen-long terme. En fonction de l'évolution non seulement globale mais également locale du système, l'estimation de ces différences à partir d'une extrapolation de la structure moyenne de prix journaliers observés dans le passé paraît particulièrement fragile : d'où la nécessité de rester très prudent sur un tel usage des modèles de calcul de prix nodaux journaliers.

raccordement de leur centrale, lorsqu'ils sont significatifs. La procédure est assez lourde mais finalement opératoire.

Sur ce dernier point, on doit garder à l'esprit le premier objectif des deux types de mécanismes évoqués : celui de favoriser une concurrence effective entre producteurs via un réseau aussi fluide que possible, c'est-à-dire présentant des conditions faciles d'accès et des caractéristiques géographiques structurelles d'ampleur relativement modeste sur des zones suffisamment larges. La plaque continentale européenne pourrait offrir une configuration plus favorable à cet égard que certaines régions des États-Unis où le réseau reste assez fragmenté.

4. Enjeux pour les marchés de l'électricité d'une conception appropriée des règles de marchés des permis d'émission de polluants

Les émissions polluantes du secteur électrique constituent la majeure partie des émissions auxquelles sont appliqués les instruments de permis d'émission négociables mis en œuvre aux États-Unis sur le dioxyde de soufre (SO_2) et les oxydes d'azote (NO_x), et en cours de mise en place en Europe pour le CO_2 . Or le volume et la nature des émissions sont en grande partie conditionnés par les choix d'investissement des producteurs, selon le degré plus ou moins émetteur des filières : ainsi pour le CO_2 , le poids relatif du nucléaire et de l'hydraulique par rapport au thermique fossile explique largement les écarts d'émissions nationales par habitant entre la France, la Suède, l'Allemagne et le Danemark.

De fait, les marchés de l'électricité et ceux des permis d'émission négociables sont interdépendants et donc susceptibles de « modes communs » en cas d'aléa. C'est là un premier point qu'il nous paraît important de développer (§4.1). Ensuite dans une démarche similaire à celle que nous avons adoptée jusqu'à présent, nous examinerons le *market design* des permis d'émission (§4.2) à court terme. Ceci nous conduira à présenter les conditions requises pour assurer un bon fonctionnement de ce *market design* dans la durée, c'est-à-dire donnant aux acteurs les signaux pertinents en matière de choix d'investissement à long terme (§4.3). Ce dernier point devrait clairement impliquer davantage de travaux de recherche au

Tableau 1 : *Poids des filières de production d'électricité dans les émissions de CO₂*

		France	Allemagne	Suède	Danemark
Émissions en tCO ₂ par habitant	Total dû à l'énergie	6,3 t	10,1 t	5,5 t	9,6 t
	dont secteur électrique	0,7 t	3,8 t	0,6 t	4,3 t
Structure ^a de la production d'électricité	Nucléaire + hydraulique	90 %	35 %	90 %	0 %
	charbon + gaz + fioul	10 %	60 %	5 %	80 %

Données 2000 (sources EC (2003), Obser'ER EDF (2002))

a. Les autres sources de production (notamment au Danemark) sont l'éolien et la biomasse.

niveau de la réglementation environnementale du secteur électrique²⁷.

4.1. Interdépendance et modes communs des marchés de l'électricité et de permis d'émission

En volume, les variations d'émissions du secteur électrique sont directement corrélées aux aléas qui affectent habituellement l'équilibre offre-demande du système : une production hydroélectrique plus faible en cas d'année sèche et une consommation plus élevée en cas de température plus basse en hiver ou en cas de température plus élevée en été impliquent pour une part (en complément d'autres moyens non émetteurs de CO₂ comme l'hydraulique ou le nucléaire) un recours accru aux centrales thermiques fossiles en semi-base ou en pointe, et donc davantage d'émissions de CO₂, SO₂ et NO_x. Selon la part plus ou moins importante du parc thermique fossile dans le mix énergétique, la variabilité annuelle relative des émissions du secteur électrique d'un pays peut être faible (inférieure à 5 %) ou élevée (supérieure à 30 %).

L'effet sur la variabilité des prix des permis peut être significatif, et peut également avoir un impact significatif sur les prix de l'électricité, par un effet de « mode commun », comme l'illustre l'exemple des permis NO_x de Los Angeles. Lors de la crise californienne en 2000, ce marché subit un choc de demande, initié par l'appel pendant tout l'été d'équipements de production d'électricité de pointe très émetteurs de NO_x. L'aléa provoque une hausse sans précédent des prix des NO_x – environ dix fois le niveau des prix spots et à terme observés jusqu'alors – et vient alimenter en retour la crise qui a débuté sur le marché de l'électricité : les prix des NO_x sont internalisés par les prix de gros de l'électricité, et expliquent le tiers des hausses spectaculaires de ces derniers en 2000²⁸. En outre l'envolée des prix des NO_x n'a pas suffi à équilibrer la demande de permis au niveau maximal d'émissions autorisé, lui-même défini à partir du pic maximal de pollution urbaine

27. Pour un développement plus précis de ces questions, cf Bouttes et Trochet (2003).

28. Voir Joskow et Kahn (2002).

autorisé en été. De fait, les besoins exceptionnels en NO_x du secteur électrique californien ont amené les pouvoirs publics à assouplir transitoirement ce plafond global et autoriser certains producteurs de Los Angeles à dépasser leurs quotas pendant l'été 2000. On peut penser qu'un mécanisme de « *safety valve* »²⁹ (interdit en Californie dans le « *market design* » des permis NO_x au début des années 90 et autorisé ensuite dans le secteur électrique), ou l'utilisation d'un autre instrument « hybride »³⁰ de flexibilité, aurait pu contribuer à prévenir cette situation exceptionnelle ou du moins faciliter sa gestion en temps réel et incidemment réduire son impact sur les prix des permis et les prix de l'électricité.

Les incertitudes de court terme sur les prix sont également significatives pour le CO₂. Si l'on substitue un MWh produit par un cycle combiné gaz à un MWh produit par une centrale charbon, le prix de la tonne de CO₂ peut varier dans des proportions analogues (par exemple du simple au quadruple) à la différence de prix entre les combustibles gaz et charbon des centrales utilisées pour l'ajustement de l'équilibre offre-demande du système électrique³¹.

En élargissant le court terme à un horizon de 2-3 ans, les incertitudes concernant le prix du CO₂ et son effet sur le prix de l'électricité peuvent également s'accroître. Supposons que les objectifs quantitatifs assignés au secteur électrique impliquent un déclassement de certaines centrales charbon pour les remplacer par de nouveaux cycles combinés au gaz, le coût marginal du CO₂ évité, et donc les prix des permis, serait de 25 à 35 €/tCO₂ selon les hypothèses retenues. L'impact sur le prix de l'électricité associé aux mêmes hypothèses devrait être une hausse de 12 à 17 €/MWh³². On peut même aller plus loin en imaginant que les objectifs assignés au secteur électrique provoquent un basculement massif du charbon au gaz, qui pourrait alors peser lourdement sur le prix d'approvisionnement en gaz³³ et renchérir incidemment les prix de l'électricité et des permis CO₂.

Ces différents exemples montrent la nécessité d'examiner, préalablement à la mise en œuvre de marchés de permis, les risques de modes communs entre secteur électrique et marchés des biens environnementaux pour certains aléas situés généralement en « queues de distribution », les arbitrages que les pouvoirs publics auront à réaliser face à ces risques, et enfin la traduction de ces arbitrages dans le *market design*. Comme dans les situations d'extrême pointe évoquées plus haut,

29. Pénalité financière libératoire, payable en cas de dépassement du plafond annuel.

30. « Hybride » : mixant des éléments de décentralisation par les prix et les quantités.

31. Ordre de grandeur : admettons que les centrales concernées émettent 0,4 tCO₂/MWh pour le gaz et 0,9 tCO₂/MWh pour le charbon : il faut substituer 2 MWh de gaz au charbon pour éviter 1 tCO₂ (le coût de la tonne de CO₂ est le double du surcoût du MWh). Pour une différence de coût variable entre gaz et charbon de 2 à 8 €/MWh, le coût de la tonne de CO₂ va de 4 à 16 €.

32. En reprenant l'hypothèse d'un coût du CO₂ évité double du surcoût induit de production d'électricité.

33. Des scénarios de doublement ou triplement du prix du gaz ne sont pas à exclure, comme les États-Unis l'illustrent depuis deux ans du fait du développement massif des cycles combinés gaz.

les choix pourraient être exprimés en termes de « qualité de service » (probabilité de coupure pour l'électricité, de dépassement de contrainte saisonnière d'émission pour les NO_x et SO₂, de dépassement de contrainte inter-annuelle d'émissions pour le CO₂ ?...) et de prix plafond (coût de défaillance pour l'électricité, « *safety valve* » pour les NO_x, SO₂, et CO₂ ?). Quel que soit leur caractère hybride entre la main invisible du marché et la main visible du régulateur, les règles du jeu associées devront résoudre le problème posé à court terme tout en veillant à ne pas envoyer de contre-signal aux investisseurs à long terme.

4.2. Les règles nécessaires au bon fonctionnement des marchés de permis à court terme pour les électriciens

Au regard des aléas et incertitudes illustrées par les exemples précédents, il paraît important de disposer d'instruments permettant aux acteurs industriels de confronter leurs anticipations, d'effectuer les transactions nécessaires et de se couvrir contre ces risques. L'existence de règles du jeu compréhensibles, cohérentes et claires à l'échelle européenne en constitue une condition préalable. Comme pour le *market design* des marchés de gros de l'électricité, le diable réside ici souvent dans les détails.

L'échec relatif des premières tentatives d'introduction de permis négociables aux États-Unis dans les années 1970 a permis de préciser les conditions nécessaires à la réussite de marchés de permis. Ces conditions ont d'ailleurs été appliquées avec un certain succès au SO₂ dans les années 1990, avec :

- un bien clairement défini, mesuré de façon fiable, et alloué selon un statut juridique stable ;
- des règles privilégiant la simplicité et la flexibilité, sans préjudice de l'objectif environnemental poursuivi ; pour le CO₂ par exemple, un instrument de flexibilité interannuelle comme le « banking »³⁴ est cohérent avec un objectif d'émissions globales moyenné dans le temps et ne suscite pas d'objection environnementale, le réchauffement climatique résultant de l'accumulation des émissions sur de nombreuses années, et donc insensible aux variabilités annuelles d'émission ;
- des mécanismes de sanction crédibles ;
- l'application de l'ensemble de ces conditions de façon homogène et cohérente aux différents États impliqués sur un même marché (pour les permis et pour l'électricité), ce qui est actuellement le cas pour le SO₂ à l'échelle des États-Unis, et devrait logiquement être le cas pour le CO₂ a minima à l'échelle européenne.

34. Possibilité de conserver les permis non utilisés d'une date donnée pour un usage ultérieur.

Par ailleurs, le nombre d'acteurs doit être suffisamment important pour assurer la profondeur et la liquidité du marché : de ce point de vue pour le CO₂, l'objectif devrait être l'obtention la plus rapide possible d'un marché intérieur intégré, incluant en particulier les électriciens prépondérants en termes de volumes d'émissions. Pour cela, il sera utile de simplifier le plus possible les critères d'autorisation requis pour participer au marché.

4.3. L'enjeu des investissements et les conditions nécessaires au bon fonctionnement des marchés de permis dans la durée

Pour l'Europe de l'électricité, le renouvellement des deux tiers des centrales thermiques existantes sera l'enjeu majeur de la période 2010-2030, sans compter la croissance des besoins, plus ou moins réduite par les politiques de maîtrise de la demande d'électricité. A cet horizon, les choix d'équipement devront être réalisés sur la base des « meilleures technologies disponibles ». On dispose donc là d'une variable de commande majeure pour maîtriser les émissions de CO₂, par l'appel aux technologies au gaz moyennement émettrices de CO₂ et surtout l'appel aux technologies « CO₂ free », nucléaires (génération 3+) et énergies renouvelables (ENR) disponibles à court-moyen terme, qui devront précéder les technologies qui ne seront vraisemblablement pas développables de façon industrielle avant le milieu du siècle (photovoltaïque, captage-stockage du carbone, nucléaire génération 4, hydrogène...).

Le remplacement des centrales charbon par des centrales au gaz (impliquant le développement de nouveaux gazoducs et de nouveaux terminaux méthaniers), des centrales nucléaires ou des ENR, nécessitera des montants d'investissement relativement importants au regard du chiffre d'affaires actuel du secteur électrique³⁵, pour des équipements dont la durée de vie dépasse 30 ans.

Donner une certaine visibilité des objectifs globaux et des principes généraux d'allocation aux industriels à des échéances de 20-30 ans serait donc largement souhaitable de la part des pouvoirs publics (européens et nationaux). L'absence d'une telle visibilité risque en effet, sans grande surprise, de favoriser des types de décisions susceptibles d'accroître largement le coût de la politique environnementale engagée :

- l'anticipation d'une renégociation d'allocations gratuites de quotas en 2008 puis 2013 sur la base des émissions de CO₂ constatées en 2007 puis 2012

35. L'Agence Internationale de l'Energie estime les besoins de financement de l'Union européenne à 525 milliards de dollars pour la construction des 650 GW de capacité de production nécessaires au remplacement du parc existant (330 GW) et à la satisfaction de la croissance de la demande d'ici 2030 (AIE (2003)).

pourrait conduire les acteurs à investir aujourd'hui dans des équipements fortement émetteurs de CO₂ pour obtenir des quotas plus importants et mieux valorisés demain ;

- promettre notamment aux nouveaux « projets » (et non aux nouveaux « entrants », terme ambigu et impropre) des permis gratuits de CO₂ correspondant à l'essentiel de leurs futures émissions est évidemment contre-incitatif à choisir une technologie qui émet moins de CO₂.
- de même, reprendre les quotas d'une installation lors de son déclassement anticipé (la question des « sortants ») conduit à repousser le plus possible le déclassement des vieilles installations fortement émettrices de CO₂ (phénomène largement observé aux États-Unis pour les vieilles centrales charbon dans les années 1980, avant la mise en œuvre du système des permis SO₂ en 1990).

L'expérience SO₂ aux USA a été pour une large part une réussite parce qu'elle a précisément pris la mesure de ces questions, et qu'elle a retenu les réponses de bon sens :

- une visibilité à 30 ans concernant les objectifs globaux et les allocations de quotas aux installations³⁶ ;
- les nouveaux projets doivent acheter leurs quotas, soit aux acteurs existants, soit dans le cadre des enchères organisées par l'Agence fédérale de l'environnement ;
- Les allocations aux installations existantes sont indépendantes des décisions relatives à leur date de leur déclassement.

Les analyses *a posteriori* des économistes et de l'Agence fédérale de l'environnement montrent que ce cadre a permis de stimuler l'innovation technologique dans des systèmes de désulfuration moins coûteux, le développement de l'utilisation de charbon moins soufré venant de l'Ouest des États-Unis, ou le remplacement de certaines centrales charbon existantes par des cycles combinés gaz. Des règles du jeu incitatives et la visibilité à long terme ont également favorisé le développement de marchés à terme du SO₂ à des horizons de 7 ou 8 ans. Au final, l'instrument des permis ainsi mis en place a permis d'atteindre les objectifs environnementaux du Clean Air Act dans de bonnes conditions économiques.

Il s'agit donc de mettre à profit les années à venir pour aller dans cette direction sur les permis CO₂ en Europe.

Cela nécessite, bien sûr, un processus d'apprentissage lié pour une part à notre capacité à progresser vers un accord multilatéral intégrant à terme les États-Unis

36. Même si, bien sûr, le législateur peut décider demain d'être plus exigeant. Les projets actuels de l'EPA sur ce point montrent d'ailleurs une grande cohérence, les propositions de baisse des quotas étant en effet proportionnelles à l'abaissement de l'objectif global assigné à l'ensemble du pays (voir Environmental Protection Agency (2004) pp.4631-4632).

et les pays en développement, pour aboutir à un système équitable qui ne mette pas en cause la compétitivité de l'industrie européenne.

5. Conclusion

Il nous semble nécessaire de prendre aujourd'hui enfin un peu de recul face aux dix dernières années de fonctionnement de ces marchés de l'électricité et des biens environnementaux aux USA et en Europe afin de discuter autour d'une cartographie « hiérarchisée » des problèmes et des concepts pertinents aussi large que possible, et de dessiner un agenda de recherche.

Il s'agit tout d'abord de prendre la mesure des investissements à réaliser dans le secteur électrique européen dans les 30 ans à venir, plus de 500 milliards de dollars pour l'Union européenne selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE (2003)), pour satisfaire les besoins de renouvellement des parcs existants et la croissance de la demande. Ces investissements devront également répondre aux défis de la réduction des émissions de CO₂ et de la sécurité d'approvisionnement (face à la future concurrence de l'Asie et de l'Amérique pour accéder aux ressources gazières mondiales).

Il s'agit ensuite de mettre en place des règles et instruments économiques de mise en œuvre de politiques publiques (dans les domaines de la concurrence, l'énergie et l'environnement) adaptés aux enjeux d'investissements : des instruments prescrivant des prix inférieurs aux coûts de développement des centrales ou dissuadant les relations contractuelles à moyen terme seraient notamment bien peu incitatives pour les investisseurs.

Notre propos a esquissé quelques unes des pistes de recherche nous paraissant prioritaires : règles (européennes) de fonctionnement des marchés spots de l'électricité en situation d'extrême pointe, instruments favorisant la convergence des anticipations des acteurs à moyen-long terme, coordination des gestionnaires de réseau de transport en Europe à court-moyen-long terme, visibilités à moyen-long terme des objectifs de politiques publiques environnementales, mise en cohérence des règles de permis d'émissions à l'échelon européen...

À cet effet, les experts de l'industrie et des administrations, comme la communauté des chercheurs, devraient s'affranchir davantage des barrières entre disciplines (économie de l'environnement, de l'énergie, recherche opérationnelle, ingénierie de l'électricité...) pour mieux exprimer les termes du débat et permettre enfin aux décideurs et aux parties prenantes de disposer des bonnes clés de lecture.

Annexe : un prix nécessairement élevé en extrême pointe, hors exercice de pouvoir de marché

Ce problème est classiquement connu des électriciens confrontés, au temps du monopole régulé, au choix de dimensionnement des capacités des moyens de pointe. La question était alors de trouver un dimensionnement raisonnable, n'exigeant pas de satisfaire toute la demande pour tous les aléas possibles de la nature. Ce choix implique d'accepter une certaine « défaillance », i.e. un délestage d'une petite partie de la demande quelques heures par an en espérance.

Soit γ la valorisation recherchée de cette défaillance, A l'amortissement annuel d'investissement d'un équipement de moyen de pointe, et C son coût variable de combustible par MWh. En régime de développement libre sur les équipements de pointe (avec anticipations parfaites pour simplifier), le dimensionnement optimal des moyens de pointe doit conduire à une espérance H de durée annuelle de situation de délestage telle que $A + C H = \gamma H$. Une connaissance explicite de γ , ce que les clients sont prêts à payer pour ne pas être délestés, permet de calculer H. A défaut de connaître γ , difficile à estimer, H peut alternativement constituer l'hypothèse de qualité « physique » admissible du système, décidée par les pouvoirs publics. On déduit alors « implicitement » γ à partir de H et du coût du moyen de pointe. Le tableau ci-dessous illustre quelques ordres de grandeur :

Tableau 2 : hypothèses sur le moyen de pointe (TAC) : $A = 40 \text{ €/kW garanti}$
et $C = 80 \text{ €/MWh}$

espérance de durée H	en nombre d'heures par an	4 heures	40 heures	400 heures
	en % / an (1 an = 8760 heures)	0,05 %	0,5 %	5 %
coût implicite de défaillance $\gamma = C + A/H$		10080 €/MWh	1080 €/MWh	180 €/MWh

Ainsi un coût implicite inférieur à 200 €/MWh implique d'accepter un niveau d'équipement autorisant des situations de délestage plus de 400 heures par an, soit 8 heures par jour pendant 50 jours en espérance. Inversement vouloir un niveau d'équipement conduisant à une situation de délestage d'au plus de 24 heures tous les 6 ans signifie implicitement une valeur de défaillance d'environ 10 000 €/MWh³⁷.

Dans le monde du monopole régulé, l'arbitrage sur la qualité de service acceptable était réalisé par les pouvoirs publics, le monopole construisant ses moyens

37. La description des « paysages » de délestage est en réalité plus complexe mais n'altère pas notre analyse, sauf à en renforcer ses conclusions.

pour satisfaire cet objectif et étant rémunéré en conséquence. Avec l'introduction des marchés de gros, cet arbitrage prend une forme différente. En l'absence de réponse explicite de demande, les pouvoirs publics devraient choisir un prix-plafond sur les marchés spots homogène à la valeur implicite de γ . Le prix-plafond de 1000\$/MWh de la FERC en vigueur sur la côte Est³⁸ traduit ainsi implicitement une exigence de risque de défaillance de l'ordre de 40 heures par an en espérance.

Le présent raisonnement est mené en dehors de toute considération de pouvoir de marché des acteurs, et en supposant également l'anticipation parfaite de ces derniers sur l'espérance de la durée moyenne H de délestage au cours des années à venir (voir aussi (Joskow (2003)) pour un raisonnement analogue).

38. Cf [FERC 2002] §400 p. 223.

Références

- AIE 2003. "World Investment Outlook", Agence Internationale de l'Energie.
- Bouttes J.P. 1981. « Tarification des demandes en pointe sur le réseau : cohérence entre analyse en terme de marge et analyse en terme de coût de défaillance », *document de travail, Études économiques générales, Électricité de France*.
- Bouttes J.P. et Leban R. 1995. « Concurrence et réglementation dans les industries de réseau en Europe : du cas général à celui de l'électricité », *Journal des économistes et des études humaines*. Vol. 6 n° 2/3.
- Bouttes J.P., Leban R. et Lederer P. 1993. « Organisation et régulation du secteur électrique », *Cahiers de recherche du CEREM*.
- Bouttes J.P. et Trochet J.M. 2002. « Marchés de gros et bourses de l'électricité en Europe et aux Etats-Unis : où en sommes-nous ? », présentation pour la Conférence Jules Dupuit du 5 décembre 2002.
- Bouttes J.P. et Trochet J.M. 2003. « Permis d'émission négociables sur le CO2 et enjeux liés à la contribution du secteur électrique européen », présentation au Séminaire de l'Institut du Développement Durable et des Relations Internationales (Iddri) le 20 mai 2003, version préliminaire.
- Commission des Communautés Européennes. 2003. « Proposition de directive européenne concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures ». 10 décembre 2003.
- Environmental Protection Agency. 2004. "Rule to Reduce Interstate Transport of Fine Particulate Matter and Ozone (Interstate Air Quality Rule): Proposed Rule", 40 CFR Parts 51, 72, 75 and 96, Federal Register vol. 69, n° 20.
- FERC. 2002. "Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design", Notice of Proposed Rulemaking.
- FERC. 2003 a. "Final Report on Price Manipulation in Western Markets: Fact-Finding of Potential Manipulation of Electricity and Natural Gas Prices".
- FERC. 2003 b. "Energy Market Assessment", Staff report by the Office of Market Oversight and Investigations, July 2003.
- Joskow P.L. 2003. "Comments of Professor Paul L.Joskow", USA before the FERC. Docket No. RM01-12-000, January 10, 2003.

Joskow P.L. et Schmalensee R. 1983. "Markets for Power: an Analysis of Electric Utility Deregulation", Cambridge, MIT Press.

Joskow P.L. et Tirole J. 2000. "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks.", Rand Journal of Economics, 31(3), Autumn 2000.

Joskow P.L. et Kahn E. 2002. "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000", The Energy Journal, Vol. 23, n° 4.

Joskow P.L. et Tirole J. 2004. "Reliability and Competitive Electricity Markets". Présentation à la Conférence IDEI-CEPR "Competition and Coordination in the Electricity Industry" des 16-17 janvier 2004, version préliminaire, mars 2004.

Pérez-Arriaga I., Rivier M. et Vázquez C. 2001. "A Market Approach to Long Term Security of Supply", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17. May 2002.

Borenstein S. et Holland S.P. 2003. "Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets With and Without Time-Varying Retail Price". CSEM WP 106R.

Obser'ER EDF 2002. « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde ». 4^e inventaire.

Oren S. 2003. "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets", Energy Policy and Economics Working Paper Series. UCEI. June 2003.

PJM. 2003. "PJM Open Access Transmission Tariff", May 2003.

PJM. 2002. Annual Report 2002.

Trochet J.M. 1991. « Tarification et coût de défaillance dans le cas d'un rationnement proportionnel », *document de travail, Études économiques générales, Électricité de France*.

Trzpit C. 1993. « Coût de défaillance et tarification », *document de travail, Études économiques générales, Électricité de France*.

Turvey R. et Anderson D. 1977. "Electricity Economics: Essays and Case Studies", A World Bank Research Publication, J. Hopkins University Press.

UCTE. 2003. "UCTE System Adequacy Forecast 2004-2010". December 2003.