

La Réforme de la Réglementation aux États-Unis

La réforme de la réglementation dans le
secteur de l'électricité



ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays Membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996), la Corée (12 décembre 1996) et la République slovaque (14 décembre 2000). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

Also available in English under the title:
Regulatory Reform in the Electricity Industry

© OCDE 1999. Tous droits réservés.

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France, tél. (33-1) 44 07 47 70, fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, ou CCC Online : www.copyright.com. Toute autre demande d'autorisation de reproduction ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

AVANT-PROPOS

La réforme de la réglementation est devenu un domaine de politique dont l'importance est reconnue par les pays de l'OCDE ainsi que par les pays non-membres. Afin que les réformes réglementaires soient bénéfiques, les régimes de réglementation doivent être transparents, cohérents et détaillés, en instaurant un cadre institutionnel adéquate, en libéralisant les industries de réseau, en proposant et en mettant en oeuvre les lois et la politique de la concurrence et en ouvrant les marchés internes et externes aux échanges et à l'investissement.

Le présent rapport sur *La réforme de la réglementation dans le secteur de l'électricité* analyse le cadre institutionnel et l'utilisation des instruments de politique aux États-Unis. Il comprend également les recommandations pour ce pays élaborées par l'OCDE au cours du processus d'examen.

Ce rapport a été préparé pour l'*Examen de l'OCDE sur la réforme de la réglementation* aux États-Unis publié en 1999. L'examen fait partie d'une série de rapports nationaux réalisés dans le cadre du programme de l'OCDE sur la réforme de la réglementation, en application du mandat ministériel de l'OCDE de 1997.

Depuis lors, l'OCDE a évalué les politiques de réglementation dans 18 pays membres dans le cadre de son programme sur la réforme de la réglementation. Ce programme a pour but d'aider les gouvernements à améliorer la qualité réglementaire - c'est-à-dire à réformer les réglementations afin de stimuler la concurrence, l'innovation, et la croissance économique, et d'atteindre à d'importants objectifs sociaux. Il évalue également les progrès des pays relatifs aux principes endossés par les pays membres dans le *Rapport de l'OCDE de 1997 sur la réforme de la réglementation*.

Les examens par pays suivent une approche pluridisciplinaire en se penchant sur la capacité du gouvernement de gérer la réforme de la réglementation, sur la politique et l'application de la concurrence, l'ouverture des marchés, sur des secteurs spécifiques tel que les télécommunications et sur le contexte national macro-économique.

Le présent rapport a été préparé par Sally Van Siclen, de la Division du droit et de la politique de la concurrence, en consultation avec Peter Fraser de l'Agence internationale de l'énergie, Bernard J. Phillips, de la Division du droit et de la politique de la concurrence, et Caroline Varley, du Groupe permanent sur la coopération à long terme de l'Agence internationale de l'énergie. Il a bénéficié des nombreux commentaires des collègues du Secrétariat de l'OCDE, ainsi que de consultations suivies avec de nombreux représentants du gouvernement, des parlementaires, des représentants d'entreprises et représentants syndicaux, des groupes de défense des consommateurs et d'experts universitaires aux États-Unis. Le présent rapport a fait l'objet d'un examen par les 30 pays membres de l'OCDE et a été publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

TABLE OF CONTENTS

1.	LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS	6
1.1.	Principales caractéristiques	6
1.2.	Objectifs des pouvoirs publics	10
2.	LA RÉGLEMENTATION ET SA RÉFORME	11
2.1.	Grands axes de la réforme	11
2.2.	Fondements institutionnels de la réglementation	16
2.3.	Réglementations et instruments d'action connexes dans le secteur de l'électricité	19
2.4.	Réglementation en vue de la restructuration	24
2.5.	Coûts « échoués »	38
3.	STRUCTURE DU MARCHÉ	40
3.1.	Définition du marché et pouvoir de marché	40
3.2.	Opérateurs indépendants du réseau : une nouvelle institution du marché	45
4.	PERFORMANCES	47
4.1.	Prix, coûts et productivité	47
4.2.	Performances environnementales	48
4.3.	Fiabilité et sécurité	48
4.4.	Autres aspects des performances	49
5.	CONCLUSIONS ET ACTIONS ENVISAGEABLES POUR LA RÉFORME	49
5.1.	Évaluation générale des atouts et des faiblesses actuels	49
5.2.	Coûts et avantages potentiels de la poursuite de la réforme de la réglementation	53
5.3.	Actions envisageables à examiner	54
	BIBLIOGRAPHIE	2

Résumé exécutif

La réforme de la réglementation dans le secteur de l'électricité – Rapport de référence

La réglementation du secteur de l'électricité aux États-Unis fait l'objet d'une réforme en profondeur depuis plusieurs années. Alors que les échanges d'électricité entre compagnies d'électricité et la production assurée par des producteurs indépendants ont pris beaucoup d'ampleur depuis quelques années, la réforme actuelle favorise une intensification de la concurrence à la production en limitant davantage les possibilités de discrimination lors de l'accès au réseau, en incitant certains producteurs à céder des actifs de production et en créant des institutions commerciales, telles que les marchés spot. La mise en place d'opérateurs indépendants du réseau, qui exploitent les installations de transport dans une région en toute indépendance à l'égard de ceux qui les détiennent, est destinée à restreindre encore plus la capacité des propriétaires verticalement intégrés d'exercer une discrimination à l'encontre des concurrents au niveau de la production. Certains États poussent actuellement encore plus loin les réformes en vue de permettre à tous les consommateurs finaux d'acheter directement de l'électricité aux producteurs. D'autres États se cantonnent à prendre les mesures de réforme qu'exigent les changements intervenus à l'échelon fédéral : dans ces États moins réformateurs, les compagnies d'électricité sont notamment tenues d'accomplir la « séparation fonctionnelle », de rendre publics les tarifs de transport en libre accès, de fournir des informations en temps réel sur la disponibilité du réseau et de permettre l'accès au transport sans discrimination.

Les dispositions transitoires constituent un autre élément essentiel de la réforme : il s'agit notamment de réduire les coûts devenus irrécupérables par les moyens réglementaires classiques du fait de la réforme, de les évaluer et d'offrir les compensations correspondantes. De nouveaux mécanismes de tarification sont en outre introduits afin de transformer notamment la fiabilité pour les gros consommateurs finaux de concept technique en bien économique. Dans une région des États-Unis, on a adopté un système de tarification « nodale » sur un marché spot qui prend en compte dans le prix de l'électricité les coûts de la congestion sur le réseau de transport, parallèlement à un barème de droits de transport fixes et négociables. Dans ce secteur, pour atteindre les objectifs d'environnement, on fait appel, de plus en plus, à des mécanismes obéissant aux lois du marché, par exemple les échanges de permis d'émission de SO₂ ainsi que des obligations de produire un pourcentage prédéterminé d'électricité à partir d'énergies renouvelables autres que l'hydraulique, quelle que soit la technologie utilisée.

Aux États-Unis, la réforme est impulsée par les possibilités de baisse des prix et par le progrès technologique. Une comparaison des prix moyens facturés aux consommateurs industriels et résidentiels dans chaque État montre que la plus forte moyenne de l'ensemble des États était presque quatre fois supérieure à la plus faible en 1996. La Californie et les États du Nord-Est -- qui sont tous des États où les prix sont élevés -- se trouvent dans le peloton de tête de la vague de réformes. Le progrès technologique facilite le recours au comptage variable selon les périodes de consommation, qui permet aux consommateurs finaux d'électricité de mieux moduler leur demande.

Les premières réformes au niveau des États ont été appliquées en mars 1998 et le plus récent des trains de grandes mesures de réforme à l'échelon fédéral ne les précède pas de beaucoup ; c'est pourquoi il est trop tôt pour évaluer complètement leur efficacité. Néanmoins, il est d'ores et déjà évident que la poursuite de la réforme sera indispensable pour atténuer les incohérences actuelles des politiques. Les réformes présentent des disparités prononcées selon les États, mais les marchés géographiques de l'électricité s'étendent généralement au-delà de leurs frontières, même si leurs territoires de desserte sont beaucoup plus réduits que celui du pays. Les opérateurs indépendants des réseaux ne couvrant pas toujours des zones géographiques dépassant les frontières des États, il est dès lors possible que certains secteurs des différents marchés ne soient pas soumis aux mêmes règles. Il en découle, dans les deux cas, des distorsions qui nuisent à l'efficacité. En outre, les méthodes classiques de tarification du transport entravent le développement des marchés de l'électricité, en raison de leurs effets sur les transactions à court terme et sur les investissements dans le réseau.

1. LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS

1.1. *Principales caractéristiques*

Le secteur de l'électricité aux États-Unis et sa réforme se distinguent de ceux des autres pays. On dénombre une multiplicité d'entités économiques de divers types opérant dans le secteur ainsi qu'un grand nombre de réglementations et d'instances de régulation différentes. Dans les échanges d'électricité, la revente entre compagnies d'électricité est généralisée. Le secteur est très vaste, son chiffre d'affaires annuel dépasse 200 milliards de dollars, il représente quelque 10 % de l'investissement en capital physique à l'échelon national et les coûts irrécupérables y sont considérables. La réforme est déterminée par le régime fédéral du pays, par la diversité des situations de départ des différents États, par la grande importance accordée de longue date aux droits de l'individu et à la « transparence gouvernementale », ainsi que par la prépondérance de la propriété privée dans le secteur.

Les acteurs économiques du secteur de l'électricité peuvent être regroupés en cinq grandes catégories. Le groupe prédominant se compose des entreprises d'électricité privées à vocation de service public, verticalement intégrées. Elles sont plusieurs centaines, régies par une réglementation des aspects économiques, de la sécurité et de l'environnement qui s'applique dans tous les domaines, sous la tutelle de régulateurs indépendants, à l'échelon fédéral et au niveau des États. La répartition par taille est très inégale, les dix plus grandes de ces entreprises représentant presque 30 % des recettes totales d'exploitation de cette catégorie (Tableau 33, EIA 1997g). Traditionnellement, dans la plupart des États, ces entreprises bénéficient d'une position de monopoleur désigné par l'État sur une zone de desserte, assortie d'une obligation de desservir tous les consommateurs à l'intérieur de cette zone géographique. Elles ont des accords d'interconnexion avec les entreprises électriques de service public voisines et des « contrats dits de nécessité »¹ à long terme avec des entreprises municipales, des coopératives et d'autres entreprises d'électricité privées à vocation de service public. La deuxième catégorie d'entités économiques regroupe les entreprises d'électricité de service public détenues par l'État fédéral, dont certaines sont de très grande taille. En général, elles produisent et transportent l'électricité, mais ne la vendent pas directement aux consommateurs finaux. La troisième catégorie rassemble des entités économiques de statuts très divers, notamment des entreprises de service public relevant des États, des entreprises municipales, des services publics de district, des services d'irrigation de district, des administrations et autres agences des États, ainsi que des coopératives rurales. Si ce groupe compte quelques grandes entreprises de service public municipales ou des États qui sont verticalement intégrées, dans la plupart des cas il s'agit de petites structures qui achètent l'électricité pour la distribuer et la vendre aux populations locales. Étant donné que les entités entrant dans ces deux derniers groupes sont publiques, elles sont soumises à une réglementation indépendante limitée, c'est à dire à une auto-réglementation, et à des régimes fiscaux variables. La quatrième catégorie d'entités économiques comprend les producteurs privés indépendants (c'est-à-dire des producteurs d'électricité sans vocation de service public). Elles représentent maintenant 9 % de la capacité de production et on s'attend à ce qu'elles connaissent une augmentation de plus de 40 % sur la période 1999-2001. Le cinquième type d'acteurs économiques sont les courtiers sur le marché qui sont les intermédiaires sur le marché de l'électricité. Ces cinq types d'entités présentent différents degrés d'intégration verticale, elles n'ont pas les mêmes propriétaires ni les mêmes objectifs, et leur assujettissement à une réglementation indépendante ou à d'autres lois diffèrent également.

Encadré 1. Principaux acteurs fédéraux du secteur de l'électricité

U.S. Army Corps of Engineers : il possède et exploite 75 projets de production hydroélectrique/irrigation, représentant au total 20 720 MW (environ 24 % de la puissance hydroélectrique installée totale du pays), et des installations de transport dans l'Ouest des États-Unis.

*Bureau of Reclamation du ministère de l'Intérieur*² : il possède et exploite 59 projets de production hydroélectrique/irrigation, représentant une puissance installée totale de 14 640 MW (soit quelque 17 % de la puissance hydroélectrique installée du pays) et des installations de transport dans l'Ouest des États-Unis.

Ministère de l'Énergie : il comprend la Bonneville Power Administration (puissance installée de 17 080 MW, dont 90 % d'hydraulique, soit la moitié du total dans la région du Nord-Ouest des États-Unis -- États de Washington, de l'Oregon, de l'Idaho et une moindre proportion dans d'autres États ; elle possède les trois quarts des moyens de transport dans la région ainsi que des liaisons avec d'autres régions), la Western Area Power Administration (puissance installée de 10 600 MW, dont presque exclusivement de l'hydraulique, qui possède une bonne part des installations de transport, dont des liaisons avec d'autres régions, dans le sud-ouest du pays et les Montagnes Rocheuses) et trois autres agences de commercialisation de l'électricité qui produisent et vendent essentiellement de l'hydroélectricité, dans le cadre de réglementations différentes ; antérieurement, l'entreprise United States Enrichment Corporation, qui fabrique du combustible pour les centrales nucléaires, en faisait partie.

Tennessee Valley Authority : entreprise fédérale disposant d'une puissance installée de 28 000 MW (73 % à partir de charbon) et d'une part importante des installations de transport dans le sud-est des États-Unis.

En plus des agents économiques, le secteur de l'électricité aux États-Unis comprend deux autres grandes catégories d'acteurs. Des instances réglementaires indépendantes ont été créées par le gouvernement fédéral et ceux des États afin de veiller à ce que les entreprises d'électricité privées à vocation de service public respectent les objectifs de politique économique et d'intérêt général. Des organismes regroupant à titre volontaire des compagnies privées et publiques d'électricité à vocation de service public assurent la coordination et la fiabilité du système électrique. Au sommet de ce système se trouvent le *North American Electric Reliability Council* et la *North American Electric Reliability Organization*, qui lui a succédé, organisme qui met en place des mesures et normes volontaires, assure le suivi de leur respect par les membres et évalue la fiabilité future du réseau aux États-Unis, au Canada et dans une petite partie du nord du Mexique (NERC, 1997b).

La répartition par type de production varie beaucoup d'une région du pays à l'autre. Dans les États du Nord-Ouest situés en bordure du Pacifique, c'est l'hydroélectricité qui prédomine ; dans le Midwest, c'est le charbon ; dans la région centrale du littoral atlantique, ce sont le charbon et le nucléaire ; et enfin, dans le nord-est, la palette se compose de charbon, de produits pétroliers et d'énergie nucléaire. Cette hétérogénéité donne lieu à des différences entre les prix moyens selon les États³, et donc entre les coûts « échoués », ainsi que du point de vue de la structure des participations publiques au capital des entreprises (puisque les grands projets d'aménagements hydrauliques sont traditionnellement publics aux États-Unis).

Tableau 1. Répartition géographique de la production d'électricité par source d'énergie

District de recensement*	Production nette, par source d'énergie, en 1997 (pourcentage)						
	Térawatt- heures	Charbon	Pétrole	Gaz	Hydraulique	Nucléaire	Autres
New England	73.0	26.2	30.8	14.1		6.4	22.5
Middle Atlantic	308.4	43.4	3.5	7.6		9.4	36.0
East North Central	520.0	79.9	0.4	1.2		0.8	17.7
West North Central	253.4	74.9	0.5	1.5		6.7	16.4
South Atlantic	633.4	60.3	4.7	6.0		2.0	27.0
East South Central	331.5	70.1	0.9	2.0		7.3	19.7
West South Central	429.9	49.4	0.2	33.4		1.9	15.1
Mountain	282.1	69.0	0.1	3.9		16.6	10.4
Pacific Contiguous	273.7	3.1	0.1	13.9		69.3	13.6
Pacific Noncontiguous	12.7	1.9	66.1	23.8		8.2	0
Total États-Unis	3 125.5	57.2	2.5	9.1		10.8	20.1 0.2

* New England c'est le Connecticut, le Maine, le Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, et le Vermont ; Middle Atlantic c'est le New Jersey, New York, et la Pennsylvanie ; East North Central c'est l'Illinois, l'Indiana, le Michigan, l'Ohio, et le Wisconsin ; West North Central c'est l'Iowa, le Kansas, le Minnesota, le Missouri, le Nebraska, North Dakota, et South Dakota ; South Atlantic c'est Delaware, le District de Columbia, la Floride, la Georgie, le Maryland, la Caroline du Nord, la Caroline du Sud, la Virginie, et la Virginie Ouest ; East South Central c'est l'Alabama, le Kentucky, le Mississippi, et le Tennessee ; West South Central c'est l'Arkansas, la Louisiane, l'Oklahoma, et le Texas ; Mountain c'est l'Arizona, le Colorado, l'Idaho, le Montana, le Nevada, le Nouveau Mexique, l'Utah, et le Wyoming ; Pacific Contiguous c'est la Californie, l'Oregon, et Washington ; Pacific Noncontiguous c'est l'Alaska et Hawaii.

Source : Ministère de l'Énergie des États-Unis, Energy Information Administration 1998d, Tableaux 7 à 13.

La réglementation économique classique des entreprises d'électricité privées à vocation de service public aux États-Unis est conçue pour garantir *ex ante* que les recettes totales prévues dépassent les coûts totaux prévus d'un montant suffisant pour compenser le risque et attirer des capitaux en tant que de besoin. Les auditions publiques relatives à la tarification, procédure par essence contradictoire, qui témoigne de la conception plus générale en matière de réglementation (voir l'étude connexe du chapitre 2), servent à contrôler la prudence des décisions d'investissement et à affecter les coûts qui doivent être couverts par les différentes catégories de consommateurs finaux. A partir des estimations des quantités vendues aux diverses catégories, on calcule le prix qui s'applique à chacune d'elles. Ce système a été modifié afin de permettre des ajustements plus fréquents pour tenir compte des coûts des combustibles lorsqu'ils ont commencé à accuser de fortes fluctuations. Son application pratique a évolué au cours de la récession du début des années 80, période où plusieurs investissements considérables ont été jugés imprudents après coup, de sorte qu'il n'a pas été permis de les récupérer par le biais des prix réglementés. En outre, pendant les périodes de forte inflation, le taux de rentabilité « juste » n'était pas égal aux taux de rendement qui s'appliquaient à d'autres investissements similaires. Ainsi, on n'est pas toujours parvenu à l'égalité *ex post* des recettes totales et des coûts totaux⁴ dans la pratique, même si c'était le principe à respecter.

Plus récemment, la réglementation économique des entreprises d'électricité privées de service public a commencé à s'orienter vers une « réglementation fondée sur les résultats » des activités de monopole, c'est-à-dire une variante du plafonnement des prix et du type de réglementation en vigueur au Royaume-Uni, faisant appel à la formule « IPC moins X ». Le régulateur indépendant fixe des prix maximums pour divers biens et services, il définit un indice des prix et détermine un facteur « X » qui traduit, par exemple, les gains d'efficacité prévus. Les prix maximums qui seront en vigueur dans la période suivante sont automatiquement fixés au niveau des prix de la période en cours, corrigé pour tenir compte de la variation de l'indice des prix et du facteur « X ». Des ajustements supplémentaires ne peuvent

être effectués qu'à la fin de périodes de révision déterminées à l'avance. Cependant, contrairement au régime de simple plafonnement des prix, le régulateur fixe aussi, en plus des prix de référence, des normes de résultats dans d'autres domaines que les prix, notamment en matière de fiabilité.

Les échanges entre compagnies d'électricité de service public sont considérables. Celles qui n'étaient pas intégrées ont toujours acheté de l'énergie électrique, surtout en vertu de contrats à long terme, et les compagnies d'électricité fédérales en ont toujours vendu, mais les réformes antérieures (par exemple, le *Public Utility Regulatory Policy Act* de 1978) ont favorisé l'entrée sur le marché de producteurs sans vocation de service public. Il existe une fraction importante de transactions relevant d'une économie à court terme. Leur apparition, de même que, peut-être, un risque accru de ne pas avoir le droit de récupérer les investissements dans le cadre du régime réglementaire, ont accru un marché déjà développé, à la fois à court et moyen terme, concernant des transactions d'électricité entre compagnies d'électricité de service public. A l'heure actuelle, environ 55 % du total de l'électricité consommée ne sont pas produits par l'entreprise de service public qui la vend aux consommateurs finaux (EIA, 1998g).

Encadré 2. **Vue d'ensemble de l'industrie de l'électricité aux États-Unis**

Énergies primaires (toutes les utilisations énergétiques) : charbon 31 %, gaz naturel 27 %, pétrole 22 %, énergie nucléaire 10 %, hydraulique 5 %, autres 5 % (DOE, 1998b, Fig. 4). Un cinquième du total est importé. La consommation d'énergie par habitant et par unité de PIB est parmi les plus élevées du monde (AIE, 1998).

Formes d'énergie utilisées pour la production d'électricité (1997) : charbon 57 %, énergie nucléaire 20 %, gaz 9 %, hydraulique 11 %, pétrole 2 %, énergies renouvelables non hydrauliques 2×10^{-3} (environ 7 500 MWh) (EIA, 1998b).

Consommateurs finaux d'électricité (1996) : consommateurs résidentiels 35 %, secteur commercial 29 %, secteur industriel 33 % et autres utilisateurs finals 3 %, par exemple dans le secteur public (EIA, 1998a).

Valeur comptable des actifs du secteur de l'électricité (1994) : 700 milliards de dollars (10 % du total pour les États-Unis).

Ventes d'électricité (1997) : 214 milliards de dollars (AIE, 1998d).

Moyenne des revenus (1997) : US\$0.0687/kWh (EIA, 1998d).

Échanges internationaux (1996), en milliards de kWh : importations 46.5 (Canada 45.3, Mexique 1.26) ; exportations 9.02 (Canada 7.7, Mexique 1.32), à savoir moins de 1 % de la production totale.

Coûts (1996) : production 74 %, transport 7 %, distribution 19 %.

Production d'électricité : total : 3 652 térawattheures ; répartition par détenteur du capital : entreprises d'électricité privées à vocation de service public (environ 350) 73 % sur lesquelles 11 % sont des producteurs d'électricité sans vocation de service public, compagnies d'électricité publiques (environ 2 000) 15 % ; coopératives rurales (environ 1 000) 10 % ; répartition par taille : les 34 plus grandes entreprises d'électricité de service public produisent plus de la moitié du total (AIE, 1998).

Organisation matérielle : Il y a cinq réseaux interconnectés en Amérique du Nord, entre lesquels la fréquence est synchronisée et les liaisons à courant continu sont rares. Trois de ceux-ci -- Est, Ouest et Texas -- couvrent surtout les États-Unis. Le réseau est subdivisé en 157 zones de desserte entre lesquelles les transits sont équilibrés ; parfois, la planification est coordonnée. Il existe neuf conseils de sûreté.

Émissions : Le secteur de l'électricité est à l'origine de quelque 65 % des émissions SO₂ et de quelque 30 % des émissions de NO_x rejetées à l'échelon national.

Une caractéristique inhabituelle des réformes américaines actuelles dans le secteur de l'électricité est la forte participation du public aux débats. La réforme fédérale et celles de divers États ont été précédées et accompagnées d'échanges de vues avec les entreprises d'électricité à vocation de service public, les milieux universitaires, les instances de réglementation et d'autres instances de l'administration, consommateurs, écologistes et autres groupes d'intérêts spécifiques lors de conférences et de réunions publiques, ainsi que dans les journaux, la presse spécialisée et les publications universitaires⁵. Étant donné qu'une bonne part des débats et des informations sont accessibles sur l'Internet, la participation a été probablement plus large qu'elle ne l'aurait été quelques années auparavant. Le dialogue ouvert à tous a suscité des argumentations complexes sur la conception des mécanismes et des institutions, ce qui a atténué la menace de « captation » par des groupes d'intérêts et a débouché, en principe, sur une bien meilleure conception de la réforme dans son ensemble.

Un autre trait qui distingue la réforme américaine du secteur de l'électricité de celles qui ont été mises en œuvre dans nombre d'autres pays de l'OCDE tient à ce qu'elle se déroule dans un contexte où le secteur du gaz est déjà déréglementé. L'accès libre et non discriminatoire aux infrastructures de gazoducs est bien établi, et les gros consommateurs sont libres de choisir leur fournisseur ; de ce fait, environ 50 % des ventes de gaz sont effectuées par des fournisseurs non classiques. Certains États s'orientent vers un modèle laissant le libre choix du fournisseur de gaz aux petits consommateurs et aux consommateurs finaux résidentiels (AIE, 1998). Étant donné que la libéralisation qui reste à accomplir dans le secteur du gaz ne concerne que les petits consommateurs finaux dont la charge, de par ses caractéristiques, n'intéresse pas particulièrement les nouveaux entrants, on ne s'attend pas à des synergies notables entre la libéralisation qui se poursuit pour l'électricité et les mesures qui restent à prendre pour le gaz. Cependant, des modifications de la tarification du transport de gaz par gazoducs pourraient avoir des effets sur les interactions entre le gaz et l'électricité pendant les périodes de pointe de la demande d'énergie.

1.2. Objectifs des pouvoirs publics

Les objectifs des pouvoirs publics des États-Unis, énoncés dans le *Comprehensive Electricity Competition Plan* (DOE, 1998a), sont à la fois d'ordre économique et social. Parmi les objectifs économiques, on peut citer la baisse des prix, la réduction des dépenses publiques, le développement de l'innovation et de nouveaux services, ainsi qu'une fiabilité accrue du réseau. Les objectifs de caractère social sont notamment les objectifs d'environnement -- une production d'électricité moins polluante, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre -- ainsi que la protection des consommateurs et la prestation d'un service suffisant qui réponde aux besoins des personnes défavorisées. Pour respecter le Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, que les États-Unis n'ont pas encore ratifié, les émissions de gaz à effet de serre devront être très largement inférieures aux prévisions actuelles⁶.

Les objectifs des autorités des États sont souvent différents de ceux qui ont été adoptés à l'échelon fédéral. Dans les États où le prix de l'électricité est élevé, le réduire est un objectif essentiel et, en fait, un élément moteur (White). Les États où l'électricité n'est pas chère visent principalement à empêcher les prix de monter, malgré la libéralisation intervenant dans les États limitrophes. (Après la libéralisation dans les États où les prix sont élevés, les entreprises de service public préfèrent vendre l'électricité dans les États où son prix est supérieur). On observe une corrélation positive entre les prix et la réforme (les consommateurs industriels et résidentiels exercent des pressions plus fortes en faveur de la réforme dans les États où l'électricité est plus chère). Les arguments en faveur de l'octroi de l'accès à tous les consommateurs finaux en même temps sont axés sur l'équité, plutôt que fondés sur des analyses coûts-avantages du libre accès. Les priorités des États en matière d'environnement sont différentes également : ceux qui utilisent des combustibles fossiles cherchent à réduire les émissions de SO₂, de NO_x et de gaz à effet de serre, entre autres, tandis que ceux qui recourent à l'hydroélectricité s'efforcent de préserver les populations de saumons sauvages et autres poissons migrateurs ainsi que d'oiseaux migrateurs. Compte tenu de la diversité des objectifs des cinquante États, la réforme est une gageure.

2. LA RÉGLEMENTATION ET SA RÉFORME

2.1. Grands axes de la réforme

Les États-Unis sont en train de donner forme à l'un des secteurs de l'électricité les plus libéralisés du monde. Dans ce pays, les réformes sont différentes de celles qu'ont appliquées la plupart des autres pays de l'OCDE. En premier lieu, elles varient sensiblement d'un État à l'autre. Les disparités entre États sont plus grandes qu'en Australie par exemple, autre pays à régime fédéral, mais elles sont comparables à celles que l'on constate entre les États membres de l'Union européenne. L'éventail des réformes lancées dans les différents États en fait des « bancs d'essai » pour tester celles qu'engagera le gouvernement fédéral, en ménageant simultanément la souplesse nécessaire pour que les réformes concordent mieux avec les différentes situations de départ de chacun. Cette flexibilité est toutefois entravée par les réformes fédérales, qui créent un cadre dans lequel celles des États doivent s'intégrer. Deuxièmement, là où les consommateurs finaux obtiennent l'accès direct au marché de l'électricité, c'est en général pour tous simultanément (ou sur une période très brève), contrairement à ce qui se passe en Australie, en Nouvelle-Zélande et dans les États membres de l'Union européenne, où l'accès, qui est progressivement accordé sur plusieurs années, ne l'est pas toujours à tous les consommateurs finaux. Troisièmement, au départ, le système électrique n'est pas unifié et public, comme c'est le cas, par exemple, en France, en Nouvelle-Zélande ainsi qu'en Angleterre et au Pays de Galles. A l'origine, la propriété des équipements est plutôt privée que publique ; c'est pourquoi l'on se préoccupe beaucoup plus aux États-Unis des coûts « échoués »⁷. Par ailleurs, comme dans nombre d'autres pays, il n'est pas prévu aux États-Unis de privatiser les compagnies d'électricité à capitaux publics.

Les États-Unis s'en remettent de plus en plus aux mécanismes du marché pour atteindre leurs objectifs. Les réformes concernant l'électricité sont tout à fait conformes à cette tendance générale. Comme l'indique le projet de loi *Comprehensive Electricity Competition Act*, dont a été saisi le Congrès, l'administration a notamment l'intention de mettre en place les conditions -- structurelles et réglementaires -- nécessaires pour que les marchés de la production soient concurrentiels (ce que les Américains appellent « *wholesale competition* », autrement dit la concurrence sur le marché de gros) et d'encourager les États à faire de même pour instaurer la concurrence au niveau de la vente aux consommateurs finaux (« *retail competition* », c'est-à-dire la concurrence sur le marché dit de détail)⁸. Un autre volet essentiel de la réforme porte sur la réduction, le chiffrage et la récupération des coûts « échoués », qui est un préalable à la concurrence au niveau de la fourniture.

Encadré 3. Conditions propices à la concurrence dans l'industrie de l'électricité

Pour que joue la concurrence, un certain nombre de conditions interdépendantes doivent être remplies à tous les points de la chaîne d'approvisionnement :

- L'accès au réseau de transport et les services auxiliaires doivent être assurés de façon non discriminatoire.
- La capacité du réseau doit être suffisante pour que les échanges puissent s'effectuer.
- La déconcentration de la propriété et du contrôle des producteurs doit être suffisante pour donner lieu à une rivalité compétitive.
- Le droit et la politique de la concurrence doivent empêcher efficacement les comportements ou les fusions anticoncurrentiels.

La concurrence est renforcée par les moyens suivants :

- L'accès au réseau doit être efficient, notamment grâce à une tarification rationnelle du point de vue économique.
- Il faut une indépendance totale entre le contrôle du réseau et celui des producteurs.
- Les barrières à l'entrée du secteur de la production doivent être faibles.

- Les mécanismes du marché des échanges d'électricité doivent être non discriminatoires et efficaces.
- Il faut un système de récupération des coûts « échoués » qui ne provoque pas de distorsions et qui soit équitable.
- L'élasticité de la demande doit être plus forte, c'est-à-dire que le marché doit proposer des prix variables aux acheteurs, et ceux-ci doivent pouvoir utiliser des technologies leur permettant de réagir à ces variations, par exemple des compteurs horo-saisonniers.
- Le consommateur final doit avoir le choix, grâce à la concurrence au niveau de la fourniture aux petits consommateurs.

Un volet essentiel de l'initiative globale de réforme vise à intensifier la concurrence entre producteurs pour la fourniture d'électricité, autrement dit, la « concurrence au niveau de la production ». Parmi les conditions requises pour que cette concurrence existe, il faut un accès non discriminatoire au réseau de transport et des services auxiliaires, ce que permettrait une séparation complète de la production et du transport. Or, il y a des limites, aux États-Unis, à la cession d'actifs par les producteurs pour instaurer la concurrence à la production, car la propriété privée est généralisée dans ce secteur : nombre d'instances de réglementation ne peuvent pas imposer directement une cession de propriété privée. Certains États, comme la Californie, offrent toutefois de puissantes incitations financières aux producteurs afin qu'ils cèdent une partie de leurs actifs de production à des acteurs extérieurs au marché actuel. En fait, d'importantes capacités de production fonctionnant aux combustibles fossiles ont d'ores et déjà été vendues en Californie et en Nouvelle-Angleterre à des propriétaires extérieurs aux zones de desserte respectives. Au lieu de recourir à la cession de tous les actifs de production, une nouvelle structure (« *Independent System Operators* » ou ISO) destinée à réduire la faculté d'exercer une discrimination dans l'accès au réseau a été mise en place. Des ISOS ont été mis en place en Californie ainsi qu'au Nord Est et sur la partie centrale du littoral atlantique (l'interconnexion PJM). Les ISO gèrent et contrôlent le réseau de transmission, alors que le réseau demeure la propriété d'entreprises verticalement intégrées. Les ISO sont sur le plan de la gestion comme sur le plan opérationnel indépendants des entreprises verticalement intégrées. La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) n'exige actuellement que la « séparation fonctionnelle » des activités de transport et de commercialisation de la production -- qui est une forme de séparation peu poussée --, et encourage l'établissement d'opérateurs indépendants régionaux du réseau, tandis que l'administration propose de conférer à la FERC le pouvoir d'imposer cet établissement. La FERC limite en outre la discrimination que pourraient exercer les propriétaires des installations de transport en les obligeant à offrir à des tiers des services de transport d'une flexibilité comparable à celle dont ils jouissent eux-mêmes et à leur fournir des informations sur les réseaux de transport en temps réel.

Un accès efficace au réseau renforce également la concurrence au niveau de la production. La notion d'« accès efficace » signifie que les prix et les conditions d'accès sont transparents, correspondent aux coûts et maximisent le bien-être économique. Il incombera à la FERC, principale instance de réglementation des prix et des conditions d'accès au transport, de veiller à ce que l'accès soit efficace. La FERC exige que les tarifs pratiqués dans un régime de libre accès -- ou ATR -- tiennent compte des coûts ou de la congestion sur le réseau. La PJM Interconnection (qui dessert les États de la partie centrale du littoral atlantique) a adopté une tarification nodale de l'électricité, système qui vise à susciter une utilisation plus rationnelle des installations de transport à tout moment. Pour l'heure, la compétence de la FERC se cantonne aux activités privées de transport ; l'administration propose de l'élargir à l'ensemble du transport de l'électricité afin de s'assurer que le régime d'accès soit cohérent et non discriminatoire.

La concurrence au niveau de la production nécessite aussi une déconcentration suffisante de la propriété des centrales. En Californie, à cet effet, des producteurs ont cédé des installations de production à plusieurs propriétaires, comme il a été indiqué plus haut. La concentration du marché peut également être réduite en accroissant la capacité de transmission.

Dans les États les plus libéralisés, des marchés spot, gérés de manière autonome, ont été mis en place également. Ils facilitent la concurrence car, en assurant la transparence des prix et la liquidité tout en réduisant par ailleurs les coûts de transaction, ils permettent plus aisément aux acheteurs d'effectuer des comparaisons entre producteurs concurrents et de passer de l'un à l'autre.

Les réformes actuelles sont également axées sur d'autres obstacles potentiels à la concurrence entre producteurs, par exemple les barrières à l'entrée du secteur de la production. Celles qui sont d'ordre réglementaire ont été sensiblement réduites par le *Energy Policy Act* de 1992, en définissant une nouvelle catégorie de producteurs exemptés de l'obligation découlant des lois antérieures de recourir à la cogénération ou à la production à partir d'énergies renouvelables, qui alourdissait leurs coûts. Néanmoins, l'implantation des installations de production et de transport pose souvent des problèmes parce que les États et les collectivités locales restent compétentes pour l'approbation des sites.

Le deuxième volet important de la réforme aux États-Unis est la promotion de la concurrence au niveau des ventes à tous les consommateurs finaux (« concurrence sur le marché dit de détail » ou « totale liberté de choix du consommateur final »). Elle est autorisée, mais non imposée, par le *Energy Policy Act* de 1992 ; en conséquence, à présent, elle relève des politiques réglementaires des États (FERC, 1996b). En juillet 1998, le Massachusetts, la Californie et Rhode Island (en partie) ont instauré cette forme de concurrence, neuf autres États ont promulgué des textes de loi prévoyant la fourniture à tous les consommateurs finaux dans des conditions de concurrence (à des échéances comprises entre 2000 et 2004) et plusieurs autres mettaient au point une législation dans ce sens (DOE, 1998i). L'administration propose que chaque entreprise d'électricité de service public soit tenue de laisser le choix à tous les consommateurs finaux du fournisseur d'énergie électrique d'ici au 1er janvier 2003, sauf si des États ou des entreprises de service public non réglementées arrivent à la conclusion, après un débat public, qu'une autre politique servirait mieux les intérêts des consommateurs.

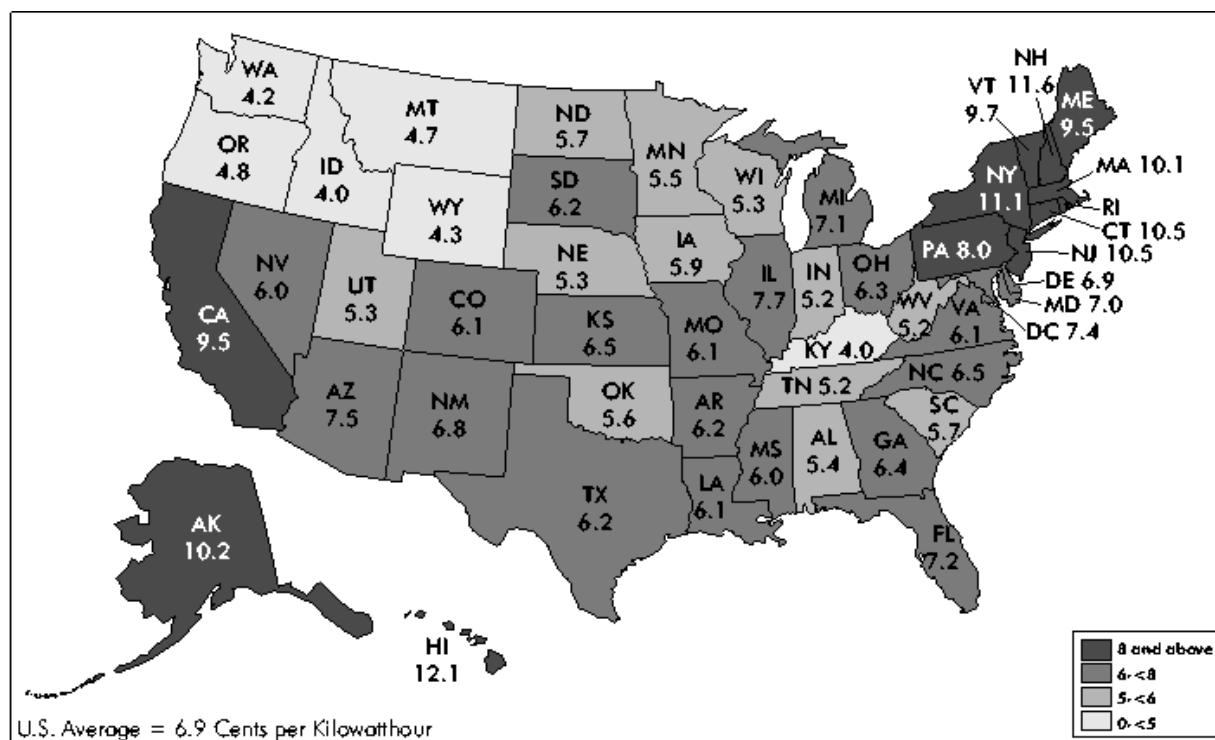
Le troisième aspect fondamental de la réforme menée aux États-Unis porte sur la réduction, l'évaluation et la compensation des coûts « échoués ». Les coûts « échoués » sont des coûts non amortis, liés à des investissements effectués de façon prudente⁹ dans le cadre du régime réglementaire antérieur, qui ne seront pas récupérés dans les conditions prévues par le nouveau régime réglementaire, obéissant davantage aux lois du marché. La compensation des coûts « échoués » est une nécessité pour obtenir un soutien en faveur de l'intensification de la concurrence dans le secteur de l'électricité¹⁰. Les coûts « échoués » sont évalués et récupérés en fonction des règles définies par les instances de réglementation compétentes, au niveau fédéral ou des États. Pour le recouvrement des coûts « échoués », on peut notamment utiliser des formules telles qu'une taxe fixe de sortie et un prélèvement facturé au consommateur final même s'il change de fournisseur. Le mécanisme de récupération de ces coûts risque de fausser la concurrence s'il n'est pas bien conçu.

La plupart des coûts « échoués » sont imputables aux investissements dans les centrales nucléaires et aux contrats d'achat d'électricité à long terme prévus par le *Public Utility Regulatory Policies Act* de 1978. La fourchette des estimations des coûts « échoués » est comprise entre 70 et 500 milliards de dollars ; une valeur médiane probable, fréquemment citée, se situe entre 135 et 200 milliards de dollars (AIE, 1998). Les estimations varient en fonction des hypothèses retenues concernant les prix futurs de l'électricité et la date à laquelle les consommateurs finaux auront directement accès au marché¹¹. Les cessions d'actifs de production d'électricité à partir de combustibles fossiles qui ont déjà eu lieu se sont faites à des prix dépassant les estimations antérieures (AIE, 1998) ; on peut donc penser que les estimations des coûts « échoués » totaux diminueront quelque peu. Les coûts échoués diminueront également à mesure que la valeur comptable diminuera, en ligne avec une dépréciation comptable. À mesure que d'autres actifs de production seront cédés, les prix pratiqués permettront de mieux connaître la valeur marchande des actifs de production qui n'auront pas encore été vendus ; en conséquence, les estimations des coûts « échoués » totaux devraient gagner en précision. Par rapport à la valeur comptable et au chiffre d'affaires annuel observés dans le secteur, les estimations de coûts « échoués » sont assez élevées pour que la formule de récupération ait des effets importants sur l'évolution ultérieure du secteur.

Alors que les États les plus réformateurs s'orientent, à des rythmes différents, sur des trajectoires de réforme similaires mais non identiques, d'autres États ne s'engagent que dans des réformes limitées. L'Idaho et le Michigan sont deux exemples d'États moins réformateurs que les autres. Dans l'Idaho, qui a accès dans des conditions préférentielles à de l'hydroélectricité produite sous couvert de programmes fédéraux, les prix de l'électricité sont presque les plus bas du pays : il ne libéralise donc pas le marché et s'efforce de préserver ses avantages. Le Michigan, où s'exerce un duopole local et qui limite le transport des importations, lequel est également contrôlé par les duopoleurs, ne permet qu'à un nombre restreint de consommateurs finaux d'électricité de payer pour changer de fournisseur, mais il a procédé à quelques autres changements¹². En revanche, dans l'État de Virginie, qui se trouve pourtant dans une situation analogue à celle du Michigan, avec un contrôle monopolistique sur le transport qui fait craindre un blocage de la concurrence de la part de producteurs « extérieurs », la pleine concurrence au niveau des ventes aux consommateurs finaux débutera en Virginie en 2004 (EIA, 1998*h*). Les figures 1 et 2 mettent en lumière comment les différents États ont choisi d'entreprendre des réformes plus ou moins poussées.

Figure 1. Recettes moyennes tirées des ventes d'électricité à tous les petits consommateurs

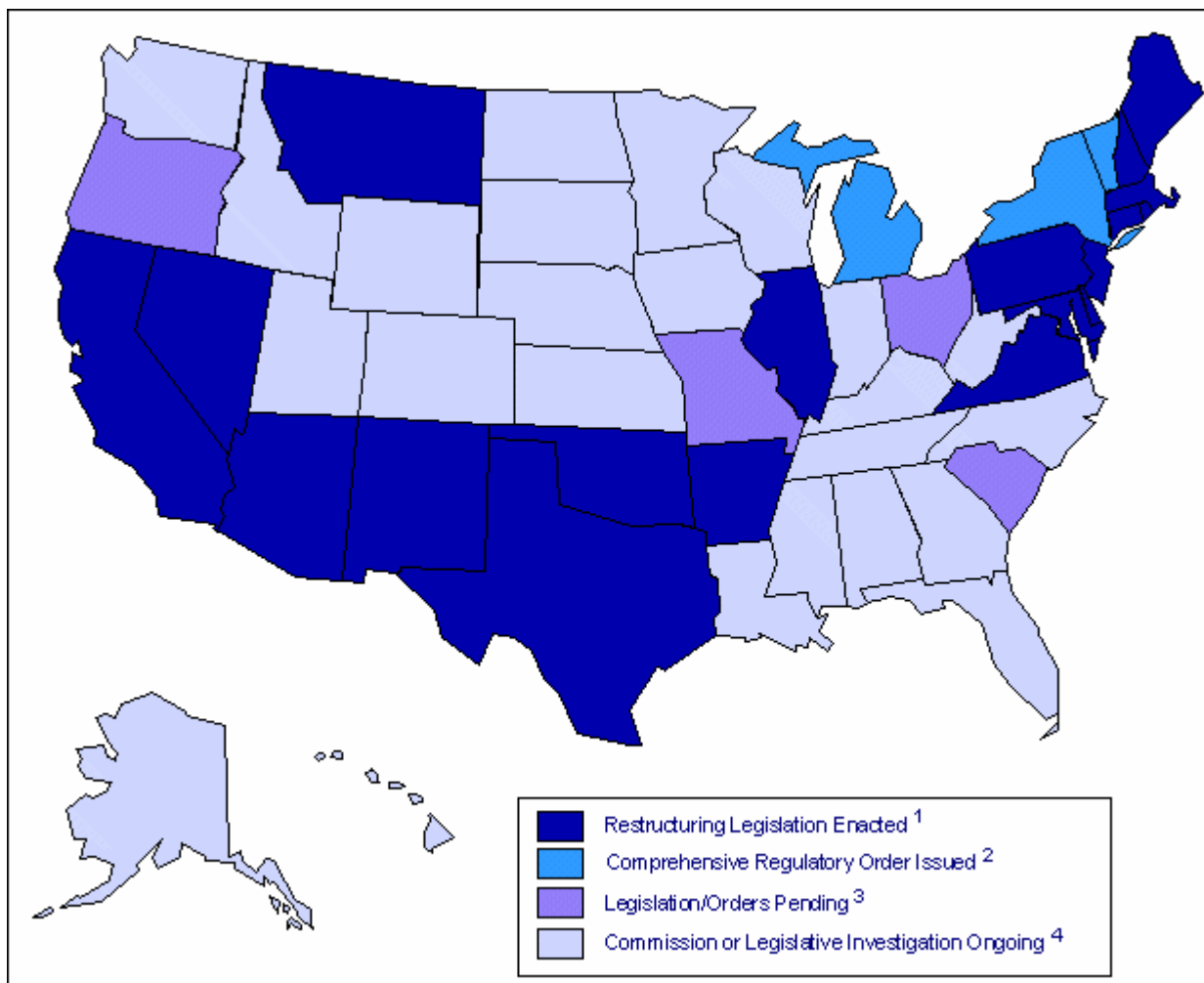
(1996, cents/kWh, par État)



Source : US Department of Energy.

Figure 2. Bilan de la déréglementation des entreprises d'électricité de service public des États

Au 1er juin 1999



1. Arizona, Arkansas, Californie, Connecticut, Delaware, Illinois, Maine, Maryland, Massachusetts, Montana, Nevada, New Hampshire, New Jersey, Nouveau Mexique, Oklahoma, Pennsylvanie, Rhode Island, Texas, et Virginie.
2. Michigan, New York, et Vermont.
3. Missouri, Ohio, Oregon, et Caroline du sud.
4. Alabama, Alaska, Colorado, District of Columbia, Floride, Georgie, Hawaï, Idaho, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Louisiane, Minnesota, Mississippi, Nebraska, Caroline du nord, Dakota du nord, Dakota du sud, Tennessee, Utah, Washington, Virginie de l'ouest, Wisconsin, et Wyoming.

Source : Ministère de l'Énergie des États-Unis, Energy Information Administration, Electric Industry Restructuring, Monthly Update.

Les États-Unis poursuivent d'autres objectifs en associant les mécanismes du marché et l'intervention directe des pouvoirs publics. On s'efforce notamment d'atteindre les objectifs d'environnement par les moyens suivants : des subventions -- en numéraire et sous forme d'avantages fiscaux ou de nouvelles surtaxes frappant le consommateur final -- pour financer des activités de recherche et de développement, et pour favoriser l'adoption des nouvelles technologies permettant, par exemple,

d'améliorer l'efficacité énergétique ou de produire l'électricité de façon moins polluante ; une réglementation axée sur le jeu du marché, notamment le programme d'échanges de permis d'émission de SO₂ ; une réglementation contraignante plus classique. L'administration propose d'instaurer l'obligation de produire un pourcentage prédéterminé d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables non hydrauliques, assortie d'un plafonnement des prix. (Des obligations analogues ont été adoptées dans certains États.) L'efficacité de la production d'électricité « verte » serait encouragée à l'aide des mécanismes du marché pour orienter le choix de la technologie et du producteur, et pour déterminer le prix perçu.

Quant aux objectifs concernant la fiabilité¹³ du réseau d'électricité, d'après une proposition de l'administration, on veillerait à leur réalisation en passant d'un ensemble d'accords volontaires conclus dans le cadre du *North American Electric Reliability Council* à un système d'auto-réglementation obligatoire sous la tutelle de l'organisme qui a succédé au NERC, la *North American Electric Reliability Organisation* (NAERO), dont les activités basées aux États-Unis sont supervisées par la *Federal Energy Regulatory Commission*¹⁴. NAERO est en attente d'un accord (NERC, 1997b). La Loi sur la concurrence dans le secteur de l'électricité (*the Comprehensive Electricity Competition Act*), si elle est adoptée, donnerait force de loi à ce passage d'un système volontaire à un système auto-réglementé sous l'égide de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), s'agissant des activités aux États-Unis.

2.2. *Fondements institutionnels de la réglementation*

Les fondements institutionnels de la réglementation du secteur de l'électricité aux États-Unis sont complexes et relativement opaques. L'ensemble des réglementations applicables regroupe les lois promulguées par le Congrès fédéral et les organes législatifs des États, les décisions et réglementations émanant des organes réglementaires ainsi que les décisions judiciaires. Le pouvoir de réglementer est partagé entre les instances de réglementation fédérales et des États, ainsi que certaines autorités de réglementation à l'échelon municipal, les lignes de démarcation de leurs compétences étant parfois mal définies. Outre les instances de réglementation économique, il y a des organismes de réglementation spécialisés pour l'énergie nucléaire, les instruments de financement et la protection de l'environnement. On constate aussi un clivage entre les activités soumises à réglementation économique et celles qui obéissent à la discipline du marché. Les entités économiques de ce secteur sont, pour une bonne part, à capitaux publics, ou bien ils ont une forme juridique inhabituelle ; c'est pourquoi elles ne sont assujetties à une réglementation indépendante qu'à un degré limité.

Les entreprises privées du secteur sont soumises à une réglementation économique indépendante depuis le début du XX^e siècle. Les autorités réglementaires sont indépendantes des entreprises réglementées -- en ce qui concerne le personnel, les activités et le financement. En général, elles organisent des auditions publiques pour recueillir les informations pertinentes et prendre connaissance des divers points de vue. Les décisions doivent être publiques et s'accompagnent d'explications motivées et accessibles au public. Elles peuvent faire l'objet de recours devant les tribunaux.

Encadré 4. Les institutions réglementaires

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) : elle régleme le transport entre États, les ventes d'électricité pour la revente et les fusions (compétence commune avec la Division antitrust et la *Federal Trade Commission*).

Public Utility Commissions des États : ces commissions réglementent la production, la distribution, les services et les prix facturés aux consommateurs finaux, le choix des sites des installations de transport et les questions d'environnement.

Ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE) : il élabore la politique énergétique, exerce la tutelle pour les recherches sur l'énergie et approuve la construction des lignes internationales de transport de l'électricité.

Environmental Protection Agency (EPA) : elle assure le respect de la législation fédérale de protection de l'environnement, généralement en collaboration avec les services chargés de la protection de l'environnement des États ; c'est une agence fédérale indépendante.

Nuclear Regulatory Commission (NRC) : elle veille à la sûreté des centrales nucléaires et à l'existence de financements suffisants pour leur déclassement. Elle spécifie les règles de maintenance, inspecte les installations et publie des rapports d'inspection publics ; c'est une agence fédérale indépendante.

North American Electric Reliability Council (NERC) : c'est une entreprise à but non lucratif qui supervise les accords volontaires conclus pour préserver la fiabilité dans tous les États-Unis, au Canada et sur une partie du territoire du Mexique. L'organisme qui lui a succédé, la North American Electric Reliability Organisation (NAERO), a été créé en 1998.

Division antitrust du ministère de la Justice des États-Unis : elle a des compétences communes avec la FERC et la Federal Trade Commission en ce qui concerne les fusions, ainsi qu'avec la FTC en matière de comportements anticoncurrentiels.

Federal Trade Commission (FTC) : il est de son ressort de protéger les consommateurs dans les domaines de la promotion commerciale et de la publicité ; elle a des compétences communes avec la FERC et la Division antitrust pour les fusions, ainsi qu'avec la Division antitrust en matière de comportements anticoncurrentiels ; c'est une agence fédérale indépendante.

Commodity Futures Trading Commission (CFTC) : elle régleme les marchés à terme et les marchés d'options, y compris dans le domaine de l'énergie électrique.

Securities and Exchange Commission (SEC) : elle est compétente pour ce qui a trait à certaines fusions en vertu du Public Utility Holding Company Act de 1935 et elle régleme les marchés des valeurs mobilières des entreprises de service public.

La principale instance fédérale de réglementation économique dans le secteur de l'électricité est la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. C'est une commission indépendante, dirigée par cinq commissaires désignés par le Président, confirmés par le Sénat et mandatés pour cinq ans. Les compétences de la FERC recouvrent toutes les lignes privées utilisées pour le transport entre États (autrement dit, elle est compétente pour la fixation des tarifs et les modalités du transport) ; dans la pratique, de ce fait, toutes les installations privées de transport sont de son ressort. Étant donné que la division entre transport et distribution est quelque peu arbitraire, la répartition des compétences de la FERC l'est aussi, tant qu'une ligne électrique donnée n'a pas été spécifiquement classée dans l'une ou l'autre catégorie. Les ventes d'énergie électrique pour la revente sont également du ressort de la FERC. Son domaine de compétence est limité dans le cas des entités à capitaux publics, qui détiennent un tiers environ du réseau et près d'un quart de la capacité de production¹⁵. La FERC n'a pas le pouvoir d'ordonner le lieu d'implantation des installations de transport d'électricité (elle a ce pouvoir, en revanche, pour le choix des tracés des gazoducs).

Les domaines de compétence des *Public Utility Commissions* des États sont la production (à l'exclusion des installations fédérales), la distribution, l'implantation des installations de transport et les problèmes d'environnement, les recettes résiduelles nécessaires pour couvrir le coût des lignes de transport, ainsi que les services destinés aux consommateurs finaux et leurs prix. Fréquemment, les entreprises d'électricité municipales ne sont pas de leur ressort : par exemple, ces dernières peuvent choisir de ne pas participer aux réformes dans leurs États respectifs. Ainsi, le *Los Angeles Department of Water and Power*, notamment, décide si les consommateurs finaux de Los Angeles peuvent choisir leur fournisseur d'électricité et, en vertu de la législation du Massachusetts, les entreprises d'électricité municipales ne doivent laisser jouer la concurrence au niveau des ventes aux consommateurs finaux que si elles veulent concurrencer d'autres entreprises d'électricité en dehors de leur zone de desserte.

Des entités telles que les entreprises fédérales, les agences de commercialisation de l'électricité, les entreprises d'électricité municipales, les services d'irrigation des districts et les coopératives sont soumises à des réglementations différentes. Leur fonctionnement économique est souvent réglementé par les textes de loi ou réglementations qui en ont porté création. Par exemple, elles peuvent être obligées de couvrir certains coûts par certaines recettes, ou de vendre l'électricité à des conditions préférentielles aux entreprises d'électricité publiques.

Aux clivages entre les compétences des diverses instances de réglementation s'ajoutent ceux entre les activités assujetties à la réglementation économique et celles qui doivent respecter la législation antitrust, dont la définition découle partiellement de la « doctrine de l'acte de gouvernement » énoncée dans les lois antitrust. Cette doctrine exclut des poursuites en vertu des lois antitrust les comportements qui suppriment la concurrence mais constituent un acte de gouvernement d'un État, ou les subdivisions politiques (telles les villes) auxquelles l'État a délégué le pouvoir de réglementation, ou encore les actes des entreprises ou des particuliers placés sous la supervision active d'un État, accomplis en application d'une politique de l'État ayant expressément pour but de ne pas faire jouer la concurrence (voir l'étude connexe du chapitre 3). La Division antitrust du ministère de la Justice des États-Unis et la *Federal Trade Commission* sont les institutions fédérales chargées de l'application des lois antitrust. Au niveau des États, ce sont les avocats généraux qui font appliquer les lois antitrust et veillent au respect de la concurrence dans le secteur de l'électricité.

Deux instances importantes de réglementation non économique sont le *North American Electric Reliability Council* (NERC) et l'agence fédérale *Environmental Protection Agency* (EPA). Le NERC est un organisme qui regroupe au titre d'accords volontaires des entreprises d'électricité de service public desservant une grande partie du continent. Il promulgue des politiques et des normes non contraignantes pour contribuer à la fiabilité des approvisionnements électriques en Amérique du Nord (la NAERO lui a succédé, voir ci-dessus). L'EPA et les services des États en charge de l'environnement ont en commun une stratification complexe des pouvoirs en matière de protection de l'environnement. Les principales lois fédérales sont le *National Environmental Policy Act* de 1969, qui oblige les agences fédérales à procéder à une déclaration d'impact sur l'environnement pour les grandes initiatives fédérales, le *Clean Air Act*¹⁶ -- dont relèvent le programme d'échanges de droits d'émission de SO₂ et le programme de réduction des émissions de NO_x -- et le *Clean Water Act*, qui concerne les rejets d'eaux usées.

2.3. Réglementations et instruments d'action connexes dans le secteur de l'électricité

2.3.1. Réglementation de l'entrée sur le marché

La facilité d'entrée dans le secteur de la production d'électricité est propice à la concurrence en ce qu'elle accroît le nombre des producteurs qui agissent en fonction de leurs propres incitations et prennent leurs décisions en toute indépendance. L'accès à ce secteur n'est pas réglementé en soi, et le coût à l'entrée découlant de la réglementation a diminué au cours de la décennie écoulée. Le *Energy Policy Act* de 1992 (EPAAct) a beaucoup réduit le coût à l'entrée imputable à la réglementation en assouplissant, pour les nouveaux entrants, les obligations de produire l'électricité par cogénération et à partir d'énergies renouvelables¹⁷. En fait, ainsi qu'il a été signalé plus haut, les producteurs n'ayant pas vocation de service public représentent actuellement une fraction importante de la nouvelle puissance installée. Cependant, certaines réglementations ont toujours une grande influence sur le coût à l'entrée. Elles concernent notamment les redevances de raccordement, les règles d'implantation et les permis d'émission. Le choix du lieu d'implantation des actifs de production et de transport est fortement tributaire des règlements d'urbanisme et autres réglementations locales en matière d'occupation des sols, ainsi que des pressions exercées par la population afin que les installations ne soient pas construites « devant leur porte », c'est-à-dire dans leur cadre de vie ou à proximité. Si l'on réduisait les délais nécessaires pour obtenir l'approbation d'un site, l'entrée sur le marché demanderait moins de temps, ce qui ferait baisser son coût. L'asymétrie de traitement observée entre les producteurs en place et les nouveaux dans le cadre du mécanisme d'échange de permis d'émissions de SO₂ (ces permis sont accordés aux producteurs en place, mais les nouveaux producteurs doivent les acheter) est une barrière à l'entrée engendrée par la réglementation. En pratique toutefois, dans nombre de régions des États-Unis, le bilan économique de l'exploitation est favorable aux centrales alimentées au gaz, parce que leur implantation ne pose guère de difficultés et qu'elles nécessitent peu de permis d'émission de SO₂. Enfin, l'entrée dans le secteur de la production, dans une zone géographique donnée, d'un producteur en place implanté dans une autre région est facilitée ou entravée par les modalités d'accès au transport, ainsi que par l'existence d'une capacité de transport suffisante ou non. (Ce point est abordé ultérieurement, à la section 3 portant sur les marchés).

Les restrictions à l'entrée d'intérêts étrangers dans le secteur de la production électronucléaire sont énoncées dans le *Atomic Energy Act* ; une autorisation d'exploitation des centrales nucléaires ne peut être délivrée à quiconque se trouve être la propriété, ou sous le contrôle, ou sous la domination d'une entreprise étrangère, basée dans un pays étranger, ou d'un gouvernement étranger (42 USC sec. 2133 (Sec. 103)). Les notions de « contrôle » et de « domination » sont définies au cas par cas. En fait, les restrictions peuvent être appliquées avec souplesse, comme en témoigne l'acquisition et l'exploitation, annoncées par British Energy, de centrales nucléaires aux États-Unis dans le cadre d'une entreprise conjointe.

L'entrée sur le marché de la fourniture aux consommateurs finaux est réglementée, au niveau des États, au travers des conditions requises pour l'octroi de licences, lesquelles ne limitent pas le nombre d'entrants, mais exigent un degré déterminé de stabilité financière pour assurer une certaine protection des consommateurs. Une barrière d'ordre réglementaire à l'entrée sur le marché de la vente aux consommateurs finaux qui réduit aussi les incitations à se lancer dans la production tient à l'asymétrie, selon les consommateurs, du coût du changement de fournisseur : il en est ainsi au Massachusetts, où un prix réglementé faible, c'est-à-dire l'« offre standard », est couplé à une règle selon laquelle les consommateurs finaux qui changent de fournisseur et choisissent un nouvel entrant ne peuvent plus revenir en arrière pour être en droit de prétendre à l'« offre standard ».

Une plus forte baisse du coût à l'entrée lié à la réglementation faciliterait le développement de la concurrence au niveau de la production et, paradoxalement, pourrait faire diminuer les coûts « échoués ». En particulier, si des exploitants de centrales nucléaires étrangers sont plus efficaces que des exploitants nationaux, l'assouplissement des entraves à l'achat de centrales nucléaires par des intérêts étrangers augmenterait leur valeur marchande, et ferait donc baisser les coûts « échoués ». En outre, la suppression des asymétries de coûts de changement de fournisseur induites par la réglementation – telle celle que l'on constate au Massachusetts – faciliterait la concurrence au niveau de la fourniture aux consommateurs finaux.

2.3.2. Réglementation de l'accès au réseau et de la tarification du transport

Les modalités d'accès au réseau de transport influent sur la concurrence au niveau de la production, ainsi que sur la possibilité d'utiliser et de développer le réseau au moindre coût. *La Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), instance de réglementation couvrant les installations privées de transport¹⁸, réglemente les tarifs de transport en obligeant les propriétaires du réseau à déposer des tarifs non discriminatoires pour l'accès de tiers au réseau. La FERC impose en outre la non-discrimination quant à la flexibilité du service et à la communication d'informations concernant le réseau de transport. Les tarifs de transport sont fondés sur les coûts ou la congestion. Auparavant, la FERC n'admettait que les méthodes de tarification dites du « timbre poste » ou du « chemin contractuel » (voir définition dans l'encadré ci-dessous) ; elle a ensuite pris en compte la tarification au coût incrémental pour les extensions ou mises à niveau du réseau permettant d'atténuer des contraintes de réseau ainsi que la tarification au coût d'opportunité en cas de modification de l'exploitation conduisant à remédier à ce type de contrainte. Plus récemment, elle a introduit la tarification fondée sur les flux et la distance.

Deux méthodes de tarification du transport qui ont été adoptées récemment dans certaines régions des États-Unis sont la tarification nodale et la tarification par zones. Avec la tarification nodale, l'opérateur du réseau différencie les prix de l'énergie électrique selon l'endroit du réseau dans sa modélisation du système. Ces prix égalisent l'offre et la demande en chaque nœud. Avec la tarification par zones, le prix de l'électricité est différencié par zone, chacune d'elles comportant plusieurs nœuds. Par exemple, la Californie est subdivisée en 25 zones, tandis que la PJM Interconnection (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland et Delaware ainsi que le District de Columbia), qui dessert un territoire plus vaste, se fonde sur 2000 nœuds environ, dont certains font presque double emploi. Les prix de l'électricité varient souvent, toutes les heures en Californie et plus fréquemment encore dans la région desservie par la PJM Interconnection.

Les tarifs de transport sont dérivés des prix de l'électricité de manière à refléter la congestion. Ils comportent deux éléments, l'un fixe et l'autre variable. L'élément variable correspond à la différence entre le prix de l'électricité à l'origine (un nœud ou une zone) et son prix à destination. Cette différence représente le coût de la congestion. Lorsqu'il y a congestion sur le réseau de transport, les tarifs de transport sont élevés. Les systèmes de tarification nodale et par zones sont généralement assortis de droits de transport fixes, qui sont équivalents à des droits fermes parfaitement négociables (Hogan, 1998). Ils peuvent servir à se couvrir partiellement contre le risque de variation des tarifs de transport. De surcroît, ils prémunissent contre le blocage de l'accès au réseau par un relèvement des droits de transport, car il serait coûteux de le faire.

La tarification par zones a été adoptée en Californie en 1998 et elle a été mise à l'essai en 1997 par la PJM Interconnection (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland et Delaware ainsi que le District de Columbia). Dans le système de tarification utilisé en Californie, les prix par zones n'existent qu'en cas de congestion : en l'absence de congestion, un seul prix spot s'applique aux transactions 24 heures à l'avance du Power Exchange, pour tout l'État. Les participants du marché font des offres 24 heures à l'avance, qui

peuvent préciser aussi les variations de l'offre ou de la demande qu'ils seraient prêts à accepter et dans quelles fourchettes de prix. Si l'opérateur indépendant du réseau constate qu'il y a congestion (c'est-à-dire que le prix d'équilibre du marché dans l'ensemble de l'État pour le lendemain impliquerait l'impossibilité physique d'assurer les transits d'électricité), il détermine comment atténuer la congestion au moindre coût en se fondant sur les cours acheteurs et vendeurs proposés. L'élément du tarif correspondant à la congestion est calculé, pour chaque chemin du réseau, sur la base de ce qu'il en coûte d'atténuer cette congestion, c'est-à-dire des offres et, au besoin, d'un prix par défaut. En outre, le planning établi en conséquence par l'opérateur indépendant du réseau permet de calculer le coût incrémental de l'électricité dans chaque zone.

Le prix d'équilibre du marché subdivisé en zones doit remplir trois conditions dans chacune d'elles :

1. Il doit couvrir le coût incrémental au niveau de la zone (le coût incrémental de la production ou de la fourniture d'une unité supplémentaire d'électricité dans cette zone).
2. L'écart d'une zone à l'autre des prix d'équilibre du marché subdivisé en zones doit être égal à l'élément du tarif calculé par l'opérateur indépendant du réseau pour la congestion dans ces deux zones.
3. Le prix d'équilibre ne doit pas dépasser le niveau requis pour satisfaire aux deux conditions ci-dessus.

La méthode de tarification par zones utilisée en Californie comporte des mécanismes d'ajustement incorporés. Par exemple, les conditions de création de nouvelles zones à partir des précédentes sont spécifiées dès le départ. Ainsi, le nombre de zones a été porté de deux à 25 dans la première année, pour permettre de prendre en compte la congestion. Au fil du temps, la méthode de tarification par zones appliquée en Californie s'apparentera peut-être davantage à la tarification nodale.

Dans la zone desservie par la PJM Interconnection, la tarification par zones n'a pas bien fonctionné : le prix imputé à la congestion était trop bas, de sorte que les participants du marché ont programmé plus de transactions bilatérales que ne pouvait en acheminer le réseau, et l'opérateur indépendant du réseau a été obligé d'intervenir par voie administrative en limitant le choix sur le marché afin de préserver la fiabilité. A la suite de cette expérience de tarification par zones, la PJM a adopté la tarification nodale en avril 1998¹⁹.

La méthode de tarification nodale adoptée par la PJM Interconnection permet de connaître les prix sur un marché spot pour quelque 2 000 endroits différents. Dans des conditions normales de concurrence, le prix à chaque nœud est égal au coût marginal du réseau en ce nœud. Compte tenu de ces prix, chaque producteur gère sa production de manière à maximiser les bénéfices à court terme. Par conséquent, l'équilibre du marché favorise le dispatching qui s'impose en fonction des contraintes de réseau. Pendant les cinq premiers mois où la tarification nodale a été appliquée, la PJM Interconnection s'est souvent trouvée en situation de congestion, ce qui signifie que pendant certaines périodes les prix variaient sensiblement d'un nœud à l'autre²⁰. Parfois, certains prix nodaux de l'électricité sont négatifs, car ils traduisent la valeur du « transit en sens inverse » sur le réseau. Il ressort de cette expérience de tarification nodale qu'un système de tarification par zones (les prix nodaux étant uniformes à l'intérieur de chaque zone) serait réellement contraignant sur des périodes assez longues. Les résultats obtenus ont prouvé que l'opérateur indépendant du réseau peut effectivement calculer et indiquer des prix nodaux à des intervalles de cinq minutes, fréquence suffisante pour permettre aux acteurs du marché de réagir (Hogan, 1998). Une critique formulée à cet égard faisait valoir qu'il y a trop peu d'activité sur les différents marchés pour étayer la mise en œuvre d'instruments de couverture du risque. Cependant, des instruments

financiers sont effectivement échangés pour quelques endroits de la zone desservie par la PJM Interconnection : à mesure que les échanges se concentrent sur un petit nombre de nœuds, les marchés deviennent suffisamment larges pour permettre des arbitrages.

Encadré 5. **Tarification de l'utilisation du réseau aux États-Unis**

Aux États-Unis, l'exploitation du réseau et le dispatching de la production sont toujours effectués de manière à préserver la stabilité technique du système ; en outre, des investissements sont consacrés à la mise en place d'actifs physiques suffisants. Dans le régime traditionnel de réglementation de ce secteur, la méthode de tarification de l'utilisation du réseau, s'il y en avait une de prescrite, devait seulement garantir des recettes totales suffisantes ; les décisions d'exploitation étaient prises en fonction de critères techniques de fiabilité et du coût marginal des centrales. Néanmoins, dès lors que la réforme réglementaire américaine encourage les entreprises d'électricité de service public à modifier leur comportement, les incitations économiques découlant de la tarification de l'utilisation du réseau deviennent un paramètre à prendre en compte. Lorsque cette tarification fait mieux correspondre les incitations économiques avec les exigences techniques de stabilité, les opérateurs de réseau ont moins besoin de prendre des décisions administratives pour préserver la stabilité, ce qui laisse une plus grande marge pour des décisions axées sur le marché. Les méthodes de tarification qui font mieux cadrer les incitations économiques avec les besoins d'investissement permettent de réduire le champ d'application des réglementations contraignantes nécessaires en la matière. Une méthode de tarification du transport faisant coïncider les incitations économiques et les besoins techniques a pour caractéristique essentielle la prise en compte de la congestion du réseau dans le péage de transport, autrement dit, elle intègre les externalités du transport.

Toute méthode de tarification du transport doit s'accompagner d'un mécanisme de contrôle d'un moment à l'autre, utilisant simultanément comme données d'entrée ces prix et les contraintes techniques liées à la fiabilité. (Dans certains endroits, par exemple dans la région de la Nouvelle-Angleterre, les opérateurs du réseau l'exploitent depuis longtemps en ayant pour objectif le dispatching économique compte tenu des contraintes de fiabilité, aussi n'est-ce pas là une grande innovation.)

Les péages de transport peuvent être polynômes afin, par exemple, qu'un élément du tarif varie en fonction de la consommation alors qu'un autre, qui n'en dépend pas, puisse être utilisé pour obtenir des recettes égales à un objectif réglementé.

Plusieurs méthodes de tarification de l'utilisation du réseau sont appliquées aux États-Unis, dont notamment :

- *Tarification « timbre poste »* : il s'agit d'un prix unique, indépendamment de la localisation géographique de l'acheteur et du vendeur.
- *Tarification fondée sur le chemin contractuel* : on l'obtient en additionnant les prix pratiqués sur les différents tronçons de la ligne de transport entre l'acheteur et le vendeur.
- *Tarification du transport implicite dans la tarification de l'électricité par zones* : il s'agit d'un péage binôme dont l'élément variable correspondant au transport entre deux zones est égal à l'écart de prix de l'électricité d'une zone à l'autre. Ces zones sont définies de manière à faire coïncider leurs limites avec les endroits où se produit une congestion du réseau. A tout moment, le prix de l'électricité est uniforme à l'intérieur de chaque zone.
- *Tarification du transport implicite dans la tarification nodale de l'électricité* : il s'agit d'un péage binôme, dont l'élément variable lié au transport entre deux nœuds est égal à l'écart de prix de l'électricité entre ces deux nœuds. Les nœuds sont ceux qu'utilise le gestionnaire de réseau pour son exploitation. Le prix de l'électricité à chaque nœud égalise l'offre et la demande en ce nœud. En l'absence de pouvoir de marché, le prix à un endroit serait égal au coût marginal de la fourniture de la charge à cet endroit, le coût marginal étant la somme du coût marginal de production et des coûts de transport, y compris le coût de la congestion du réseau.

Ni la tarification de type timbre poste ni celle fondée sur le chemin contractuel ne sont liées au transit réel – et, partant, au coût – de l'électricité fournie, comme elles ne reflètent pas non plus la valeur économique d'une partie du réseau correspondant à un profil particulier d'utilisation. Ces méthodes de tarification n'incitent donc pas à utiliser ou à développer rationnellement le réseau. La tarification nodale, associée à des conditions normales de concurrence, semble entraîner une exploitation et un dispatching efficaces. Selon les méthodes de tarification du transport, les coûts d'établissement et d'exploitation sont différents, notamment en ce qui concerne les technologies de l'information ; c'est pourquoi, il faut peut-être trouver un compromis entre ces coûts et l'efficacité du système de tarification.

La FERC s'efforce de réduire les possibilités de discrimination exercée par les entreprises d'électricité de service public verticalement intégrées en exigeant des propriétaires des installations de transport qu'ils offrent aux tiers une flexibilité du service comparable à celle dont jouissent les propriétaires (FERC, 1996a, pp. 29-39), et qu'ils fournissent en temps réel les mêmes informations qu'utilise l'entreprise d'électricité elle-même concernant ses lignes de transport (conformément à l'Ordonnance 888 de la FERC). Les données sont affichées sur les messageries électroniques de l'Internet et sont censées faciliter les transactions de vente d'électricité transitant par les lignes détenues par d'autres acteurs du marché. Cependant, les règles en vigueur à l'heure actuelle n'empêchent pas les propriétaires des installations de transport d'indiquer une capacité de transport ou une disponibilité du réseau inférieure à la réalité.

La tarification de l'accès au réseau de transport pratiquée traditionnellement aux États-Unis n'est pas pleinement compatible avec des marchés libéralisés de l'électricité. L'adoption d'une tarification nodale par la PJM Interconnection, et d'une tarification par zones en Californie, en prouvant que ce sont des méthodes effectivement praticables pendant un certain temps, encourage à généraliser l'utilisation des systèmes de tarification qui traduisent plus fidèlement les coûts du transport. Néanmoins, il est encore trop tôt pour dire si la tarification nodale, même quand le tarif de transport est majoré d'un élément fixe, offrira réellement ou non des incitations suffisantes en faveur du développement du réseau et de l'implantation de nouveaux groupes de production aux endroits impliquant le moindre coût pour le système. La difficulté à stimuler l'optimisation de l'investissement dans les installations de transport est analysée plus loin, dans la section qui traite des opérateurs indépendants du réseau.

2.3.3. Réglementation en matière de tarification aux consommateurs finaux

Selon un usage établi de longue date, les tarifs facturés aux consommateurs finaux sont réglementés parce que les entreprises d'électricité de service public étaient, par le passé, des monopoles très protégés contre l'entrée de concurrents sur le marché. Dans les cas où les consommateurs finaux n'ont pas directement accès au marché de l'électricité (c'est-à-dire lorsqu'il n'y a pas de concurrence au niveau de la fourniture aux consommateurs finaux), le barème de tarifs réglementés peut ou non refléter le coût marginal de l'électricité fournie et, par conséquent, il peut ou non offrir des incitations économiques à utiliser rationnellement l'électricité. En général, aux États-Unis, les tarifs réglementés ne reflètent pas le coût marginal de l'électricité fournie. Ils sont, pour la plupart, soumis à la réglementation *des Public Utility Commissions* des États. Dans le régime classique, chaque consommateur final entrait généralement dans une catégorie (par exemple, ménages, commerce, petites industries ou industrie) et acquittait le prix réglementé pour la catégorie à laquelle il appartenait. Les *Public Utility Commissions* des États réglementaient les tarifs de manière à assurer des investissements suffisants et un taux de rentabilité équitable, et également à atteindre des objectifs de caractère « social » (voir section 2.4.5). Or, le progrès technologique a permis aux gros consommateurs de menacer sérieusement de quitter le système en produisant eux-mêmes de l'électricité (ou en s'installant dans une autre région) ; ils ont pu ainsi négocier des tarifs individualisés. Dans la mesure où les recettes des entreprises d'électricité de service public étaient constantes, ces avantages tarifaires étaient accordés au détriment d'autres clients.

Les États qui octroient à tous les consommateurs finaux l'accès direct au marché de l'électricité augmentent, par essence, les possibilités de négociation des prix pour tous les consommateurs. Il arrive toutefois, en général, que l'on applique un dispositif transitoire en vertu duquel les consommateurs finaux résidentiels bénéficient d'un prix maximum réglementé pendant plusieurs années. En Californie et au Massachusetts, par exemple, le prix apparent maximum pour les consommateurs résidentiels est inférieur de 10 % au prix réglementé antérieur. Les États peuvent définir des catégories afin de favoriser certains types de consommateurs ; par exemple, au Massachusetts, il existe un tarif spécial pour les usages agricoles. Les *Public Utility Commissions* des États imposent aussi une réglementation à des fins « sociales », modifiée à mesure que les consommateurs finaux obtiennent l'accès direct au marché de l'électricité (voir section 2.4.5).

Tant qu'il n'y a pas de pouvoir de marché sur les marchés de l'électricité, les prix pratiqués devraient refléter le coût marginal de l'électricité ; par conséquent, si ces prix du marché se reflètent dans les tarifs facturés aux consommateurs finaux, ils devraient normalement les inciter à utiliser rationnellement l'électricité, et en particulier à la remplacer par une autre forme d'énergie pendant les périodes de pointe de la demande (cet aspect est approfondi à la section 3.1). Bien entendu, ce changement de comportement exige un comptage et une tarification qui varient en fonction de la période de consommation, mais le coût fixe des compteurs adaptés risque d'être assez élevé pour dissuader les petits consommateurs finaux de les acheter.

2.3.4. *Réglementation en matière de sûreté nucléaire*

La réforme du secteur de l'électricité modifie les incitations économiques des propriétaires de centrales nucléaires. Certains craignent une moindre incitation à assurer une exploitation sûre. Cependant, la NRC est d'avis que « des préoccupations touchant à la sûreté existent, très souvent, indépendamment de la déréglementation économique » et qu'il n'y a pas de corrélation entre la santé financière d'un exploitant et les indicateurs généraux de sûreté (NRC, 1997). En conséquence, il est peu probable que la réforme du secteur de l'électricité nuise à la sûreté des centrales nucléaires. En fait, l'expérience observée au Royaume-Uni en la matière donne à penser que l'efficacité économique et la sûreté s'améliorent parallèlement.

2.4. *Réglementation en vue de la restructuration*

2.4.1. *Intégration verticale*

Les compagnies d'électricité verticalement intégrées, quasi-omniprésentes, se voient de plus en plus imposer la séparation verticale, sous une forme ou une autre, de la production, du transport et de la distribution. Dans son Ordonnance 888, adoptée en 1996, la FERC prescrit la séparation fonctionnelle, toute personne pouvant, en cas de comportement abusif, déposer une plainte auprès de la FERC, qui est chargée de la surveillance des marchés (FERC, 1996a, pp. 57-59). Les autorités de la concurrence avaient préconisé la séparation de l'exploitation en plus de la séparation fonctionnelle et fait observer qu'il était avantageux de séparer complètement la propriété et le contrôle (FTC, 1995, DOJ, 1995). La FTC a fait valoir que la séparation fonctionnelle ne supprimerait ni l'avantage ni la possibilité qu'auraient les entreprises d'électricité d'exercer une discrimination à l'égard des concurrents, et qu'il serait très difficile d'assurer une surveillance par voie réglementaire afin de détecter, par exemple, une réduction peu perceptible de la qualité du service pour les concurrents, notamment des retards, et d'appliquer en temps voulu des mesures correctrices. Plus récemment, l'administration a souligné les avantages évidents de la séparation de l'exploitation et le *Comprehensive Electricity Competition Act* qui a été proposé conférerait à la FERC le pouvoir d'exiger l'établissement d'opérateurs indépendants du réseau.

Les instances de réglementation de certains États offrent actuellement des incitations financières extrêmement fortes afin que les compagnies d'électricité verticalement intégrées cèdent une partie de leur capacité de production. Par exemple, la Californie en propose pour les installations de production à partir de combustibles fossiles²¹. Les trois entreprises d'électricité privées de service public de Californie ont saisi l'occasion et sont en train de vendre nombre de leurs centrales à combustibles fossiles, essentiellement à des entreprises d'électricité privées de service public qui ne disposent pas de groupes de production dans la région²². Dans le nord-est du pays, des aménagements hydrauliques et des centrales à combustibles fossiles d'une valeur de 1.6 milliard de dollars ont fait l'objet de transferts de propriété en 1998. En Arizona, les entreprises d'électricité de service public sont tenues de vendre tous leurs actifs de production si elles souhaitent recouvrer intégralement leurs coûts «échoués». Au Connecticut, toutes les unités de production non nucléaires doivent être cédées d'ici à l'an 2000, et toutes les centrales nucléaires d'ici à 2004 (EIA, 1998h).

Encadré 6. Types de séparation verticale de la production et du transport aux États-Unis

La séparation verticale de la production et du transport a pour but de garantir un accès non discriminatoire au réseau de transport et de réduire les possibilités de contourner la réglementation. Pour assurer la non-discrimination, il faut qu'une compagnie d'électricité de service public verticalement intégrée n'ait plus le pouvoir d'exercer une discrimination à l'égard d'un producteur concurrent et qu'elle n'y soit pas incitée non plus. La discrimination peut être indirecte, en prenant notamment la forme de retards, de complications ou d'informations incomplètes. Elle entrave la concurrence, d'où une inefficience à court terme et un effet dissuasif à long terme sur des acteurs susceptibles de faire une entrée efficace sur le marché. Lorsque des entreprises d'électricité de service public éludent la réglementation en imputant des coûts d'activités concurrentielles à des activités réglementées, l'efficacité des activités concurrentielles diminue car des concurrents dont les coûts sont moindres s'en trouvent lésés. Par ailleurs, ce comportement affaiblit les effets de la réglementation sur la répartition des activités. Les types de séparation verticale de la production et du transport sont classés ci-après de la forme la plus stricte à la moins rigide :

La cession d'actifs ou la séparation de la propriété : la production et le transport sont scindés en deux entités juridiques distinctes qui n'ont pas de liens substantiels sur le plan de la propriété, de la gestion, du contrôle et des activités.

La séparation de l'exploitation : l'exploitation et les décisions d'investissement dans le réseau de transport incombent à une entité totalement indépendante du ou des propriétaires des installations de production ; le ou les propriétaires des installations de production restent propriétaires du réseau de transport.

La séparation fonctionnelle : séparation comptable, à laquelle s'ajoutent (1) l'égalité de l'accès à l'information concernant le réseau de transport avec les clients en cas d'achat ou de vente d'électricité et (2) la séparation du personnel intervenant dans le transport de celui qui est chargé des ventes d'électricité.

La séparation comptable : tenue d'une comptabilité distincte pour les activités de production et de transport au sein de la même entité verticalement intégrée. On entend par là qu'une entité verticalement intégrée facture aux tiers les services de transport, y compris les services auxiliaires, aux mêmes prix qu'elle pratique pour elle-même et affiche des prix distincts pour la production, le transport et les services auxiliaires.

Parmi les quatre degrés de séparation énumérés ci-dessus, la cession d'actifs est la seule qui supprime les incitations à la discrimination. Elle élimine totalement aussi le pouvoir de discrimination. Avec la séparation de l'exploitation, il n'est plus possible d'exploiter le réseau ou d'y investir de manière discriminatoire, car c'est une entité distincte du propriétaire des actifs de production qui prend toutes les décisions en la matière. La séparation fonctionnelle ne réduit que légèrement le pouvoir de discrimination : on peut assurer la coordination des initiatives entre les différentes entités issues de la scission fonctionnelle par une gestion conjointe et la mise en commun du personnel. Ce type de séparation exige donc un régime de réglementation complémentaire efficace. La séparation comptable n'influe ni sur le pouvoir de discrimination ni sur les incitations à l'exercer ; certes, une surveillance efficace mettrait en lumière les cas de contournement de la réglementation, les subventions croisées et la tarification discriminatoire, mais elle ne permettrait pas de détecter les comportements discriminatoires et l'asymétrie de l'accès à l'information, de sorte que l'affectation des coûts et des avantages joints serait forcément arbitraire.

Lorsqu'il n'y a pas séparation de la production et du transport au plan de l'exploitation ou par cession d'actifs, et que l'on attend d'un régulateur indépendant qu'il fasse respecter le principe de la non-discrimination dans le contexte d'une séparation comptable ou fonctionnelle, des défaillances très diverses risquent de se produire. Il peut être difficile de détecter un comportement anticoncurrentiel et d'en faire la preuve, vu la complexité et le coût élevé d'une surveillance des comportements anticoncurrentiels indirects et de courte durée ; or, c'est ce type de contrôle qui pourrait être fructueux dans un environnement aussi complexe que celui de l'exploitation des systèmes électriques. En outre, les incitations à exploiter un pouvoir de marché demeurent. Enfin, il peut arriver que les comportements anticoncurrentiels soient mal définis dans les règles conçues pour limiter l'exercice de ce pouvoir, ce qui risque de « geler » la concurrence et d'alourdir les dépenses administratives et le coût du contentieux (FTC, 1998b).

La cession d'actifs, à la suite de laquelle le propriétaire des installations de transport ne possède plus simultanément des groupes de production, l'empêche d'augmenter ses bénéfices en favorisant un producteur qui serait sa filiale au détriment d'autres producteurs. Dans tous les autres types de séparation, les installations de transport et de production continuent d'appartenir à une seule entité ; aussi l'intérêt à exercer une discrimination et le pouvoir de le faire demeurent. S'il n'y a pas de cession d'actifs de production, il faut que l'entreprise d'électricité verticalement intégrée ignore son propre intérêt économique pour qu'il y ait non-discrimination. En outre, les incitations à trouver des moyens de contourner des contraintes réglementaires restent en place.

La séparation de l'exploitation se concrétise, aux États-Unis, par l'établissement d'opérateurs indépendants du réseau. L'efficacité de cette forme de séparation, en regard de la séparation fonctionnelle ou comptable, dépend du degré d'autonomie de l'opérateur vis-à-vis des entreprises d'électricité verticalement intégrées. Lorsque l'opérateur n'est pas vraiment indépendant, les problèmes de discrimination et de contournement des règlements persistent. En conséquence, l'organisation du pouvoir au sein de l'entreprise qui gère le réseau est essentielle. Cet aspect est abordé plus avant, à la section 3.2. En revanche, la séparation par cession d'actifs de production n'exige pas nécessairement une organisation du pouvoir garantissant l'indépendance du processus décisionnel, qui doit tout de même être efficace et de nature à améliorer l'efficacité du système.

Encadré 7. Séparation verticale des services auxiliaires de l'électricité

Les services auxiliaires permettent d'établir l'équilibre critique en temps réel du système²³. En effet, de nombreux services auxiliaires permettent d'assurer la livraison d'électricité à tous les consommateurs même lorsque la demande fluctue ou lorsque des éléments d'équipements font défaut. Dans le passé, ils étaient assurés par les compagnies d'électricité de service public verticalement intégrées, et faisaient partie du produit énergétique global qu'elles fournissaient, mais certaines réformes prévoient de séparer la tarification et la prestation de certains services auxiliaires de l'activité de transport de l'énergie électrique, même si les décisions concrètes concernant le volume du service nécessaire pour chaque prestation, heure par heure et selon l'endroit, sont toujours essentiellement du ressort de l'opérateur du réseau. (C'est la seule entité qui dispose de l'information en temps réel nécessaire pour savoir quels sont les services requis, et qui peut organiser la mise à disposition de ces services en prenant en compte la charge globale plutôt que les charges particulières, ce qui serait plus coûteux (DOE, 1998c)). Les services auxiliaires sont assurés à des échelles temporelles très différentes, les intervalles étant à l'échelle de la seconde ou de l'heure, et ils sont différenciés en fonction du lieu et du moment, car ils ne peuvent couvrir que des distances déterminées.

L'Ordonnance 888 traite également de la séparation des services auxiliaires du transport de l'électricité. La FERC a défini les services auxiliaires et a statué sur six d'entre eux, qui devront être proposés avec les services de transport, en fixant toutefois leur prix à part, les autres pouvant être pris en charge par ceux qui en ont besoin eux-mêmes, ou assurés par le transporteur, ou encore par des tiers²⁴. (FERC, 1996a, pp. 198-225, 246). La FERC impose un plafonnement des prix sur la base des coûts dans le cas des services auxiliaires pour lesquels une entreprise d'électricité de service public n'a pas apporté la preuve qu'elle n'exerce pas de pouvoir de marché. La compagnie d'électricité peut offrir des remises pour répercuter des variations des coûts ou pour s'aligner sur les tarifs proposés par des tiers (FERC, 1996a, pp. 250-251). La difficulté, pour la FERC, consiste à déterminer les plafonds des prix de manière à ce qu'une entreprise d'électricité de service public ne puisse pas empêcher l'entrée d'un acteur efficace sur le marché en abaissant les prix facturés aux clients qui sont les plus intéressants pour les nouveaux entrants, tout en subventionnant ces prix au moyen des recettes perçues d'autres clients.

La séparation verticale entre la production et la distribution finale favorise la concurrence entre producteurs²⁵. Certes, en principe, s'agissant des ventes aux consommateurs finaux, la réglementation peut prescrire qu'une entité verticalement intégrée achète l'énergie la « plus économique » ; cependant, dans la pratique, il est difficile d'attribuer un prix à l'assurance implicite dans les contrats d'approvisionnement en électricité, notamment les contrats dits « de nécessité » ; c'est pourquoi les instances indépendantes de

réglementation ont du mal à vérifier que l'énergie achetée est effectivement la plus économique. La séparation structurelle entre la fourniture aux consommateurs finaux et la production, en imposant de sévères contraintes budgétaires, encourage à acheter l'énergie la plus économique, ce qui augmente l'élasticité de la demande d'énergie électrique, et donc, la concurrence au niveau de la production. La séparation et la réforme de la réglementation économique de la fourniture aux consommateurs finaux améliorent l'efficacité économique en réduisant les subventions croisées dont bénéficient des consommateurs finaux qu'il est onéreux de desservir, puisque les entrants sur le marché de la vente aux consommateurs finaux n'auraient plus, sans cela, qu'à choisir les consommateurs pouvant être desservis à peu de frais. La séparation de la fourniture aux consommateurs finaux permet de les regrouper autrement que selon des critères géographiques ; autrement dit, des consommateurs finaux situés en différents points du territoire peuvent constituer des groupements d'achat.

La séparation de la fourniture aux consommateurs finaux et de la distribution soulève des questions analogues, mais non identiques, à celles que pose la séparation entre production et transport. A ce niveau, il est également possible de contourner la réglementation (par une subvention croisée de l'activité « concurrentielle » -- fourniture aux consommateurs finaux -- grâce à l'activité « réglementée » -- distribution), notamment en mettant à profit la marque et la notoriété bien établie d'un monopoleur réglementé existant de longue date pour affronter la concurrence sur les marchés de la vente aux consommateurs finaux. Cette relation verticale pose également le problème de la discrimination indirecte, qui s'exerce notamment en retardant la communication d'informations ou la prestation de services aux fournisseurs non affiliés opérant au niveau de la vente aux petits consommateurs. Cependant, si tous les fournisseurs ont accès aux mêmes informations sur les extensions du réseau de distribution, par exemple jusqu'à la desserte de nouveaux bâtiments ou logements, les possibilités de discrimination sont moins grandes qu'entre la production et le transport. (Il ne faudrait pas confondre cette circulation de l'information entre distributeurs et fournisseurs avec l'avantage au plan de l'information dont jouit le fournisseur en place par rapport aux nouveaux entrants sur le marché de la fourniture, et qui constitue une barrière à l'entrée).

Dans les États les plus réformateurs, l'entrée sur le marché de fournisseurs indépendants pour la vente aux consommateurs finaux n'est pas soumise à réglementation, sauf pour ce qui a trait à la protection des consommateurs. Depuis toujours, les compagnies d'électricité municipales aux États-Unis achètent la majeure partie de l'énergie électrique qu'elles revendent aux consommateurs finaux et elles sont libres de choisir leur fournisseur d'énergie. Un contrôle strict de la part des consommateurs finaux, qui sont en même temps les électeurs, devrait les avoir encouragées à s'en procurer au plus bas coût possible. En conséquence, l'importance des éventuelles entrées sur le marché de fournisseurs concurrents et des baisses de prix corrélatives sont sans doute des indicateurs pertinents de l'efficacité de la vigilance des consommateurs.

2.4.2. *Droit et politique de la concurrence*

Le droit de la concurrence aux États-Unis s'articule autour de trois grands axes : la monopolisation (comparable à l'abus de position dominante dans d'autres pays)²⁶, les accords et les fusions. (Se reporter à l'étude connexe du chapitre 3 pour plus de détails). Chacun d'eux doit être pris en compte dans le secteur de l'électricité, qui est à la fois sous la tutelle de la FERC et assujéti aux lois antitrust. L'application de ces lois n'est pas seulement contrôlée par les autorités fédérales de la concurrence : toute personne physique ou morale s'estimant lésée par un comportement anticoncurrentiel, y compris dans le cas d'une fusion, peut intenter directement une action en justice au civil en vertu des lois antitrust, au même titre que les avocats généraux. En fait, les actions intentées par les particuliers en vertu de la législation antitrust sont de loin les plus nombreuses.

La réglementation antitrust américaine punit sévèrement les accords entre concurrents sur les prix, les quantités ou la desserte de la clientèle ; ces accords sont interdits et tombent sous le coup de poursuites pénales. Lorsque les mêmes parties s'engagent dans des enchères répétées l'une contre l'autre dans des circonstances semblables, elles apprennent sans doute à connaître leurs stratégies respectives en la matière. C'est un point de droit qui n'est pas encore bien réglé, précisément dans les cas où une meilleure connaissance des stratégies des autres parties et les réponses optimales qu'elle permet aboutissent à une concordance de vues, donnant lieu à un accord illégal. Ces interactions répétées pourraient se produire dans les pools d'échanges d'électricité.

Les fusions dans le secteur de l'électricité sont soumises à un contrôle des autorités antitrust et de la FERC. Ces instances appliquent des normes différentes²⁷ et des séries de mesures correctrices qui ne sont pas non plus les mêmes²⁸, mais utilisent un cadre commun, interprété différemment, pour évaluer les conséquences d'un projet de fusion sur la concurrence. Les services de ces instances échangent leurs points de vue sur la façon d'évaluer les fusions dans le principe, mais compte tenu des résultats du double contrôle des fusions dans d'autres secteurs, notamment dans les transports aérien et ferroviaire, il n'est pas garanti pour autant qu'il en résulte une convergence de vues sur une fusion donnée.

Pour apprécier l'effet probable d'un projet de fusion sur la concurrence, les autorités de la concurrence et la FERC se réfèrent aux lignes directrices relatives aux fusions horizontales -- DOJ/FTC *Horizontal Merger Guidelines* -- établies par le ministère de la Justice et la FTC, qui définissent à la fois un cadre analytique et des règles spécifiques. L'évaluation porte sur les cinq éléments suivants : la définition, la taille et la concentration du marché ; la possibilité que la transaction entraîne des effets négatifs sur la concurrence ; l'entrée sur le marché ; l'efficacité ; les défaillances d'entreprises et leurs actifs à la sortie du marché. Ce cadre s'applique au cas par cas et dans une optique prospective, de façon que l'évaluation des fusions dans ce secteur s'inscrive dans le cadre du nouveau régime réglementaire, et ne se fonde pas sur des hypothèses de poursuite des tendances passées, notamment en ce qui concerne les échanges entre entreprises d'électricité de service public. Lors du passage d'un régime de réglementation à l'autre, les fusions sont difficiles à évaluer car la prévision de leurs effets futurs est plus incertaine²⁹. La FERC a fixé pour les fusions des «marges de tolérance» ; lorsqu'elles sont respectées, il n'y a pas d'enquête complète sur les aspects de la fusion ayant trait à la concurrence (FERC, 1996c).

Encadré 8. Évaluation des fusions dans le secteur de l'électricité aux États-Unis

Les marchés ont généralement deux dimensions, le produit et la zone géographique. Bien qu'il puisse exister de nombreux marchés de produits différents à prendre en compte, il pourra suffire d'étudier un petit nombre de scénarios - notamment les marchés de pointe, de semi-base et de base -, dont les conditions de concurrence sont différentes et qui se présentent assez fréquemment pour qu'il y ait intérêt à les analyser. Les marchés des produits pourraient aussi être délimités en fonction de la durée et de la date à laquelle l'énergie est fournie, et couvrir donc plusieurs années. Pour chaque marché de produit, un marché géographique est défini. S'agissant de l'énergie et de certains services auxiliaires, ces marchés géographiques sont limités par la congestion sur le réseau de transport, les pertes en ligne et les tarifs de transport. Comme ces paramètres peuvent varier d'une heure à l'autre, l'étendue des marchés géographiques le peut aussi. Pour affiner l'analyse d'une fusion donnée, il faudrait probablement recourir à une modélisation complexe du transport.

Après avoir défini les marchés, on recense les vendeurs qui y opèrent et on chiffre leurs parts de marché. Les vendeurs sont tributaires du lieu d'implantation physique des unités de production, sauf sur le(s) marché(s) de l'énergie réactive, laquelle peut provenir aussi bien des groupes de production que des installations de transport. Les parts de marché expriment les coûts marginaux d'exploitation des unités de production (selon qu'il s'agit de groupes fonctionnant en base, en semi-base, ou en pointe) et les engagements contractuels ou autres de cette capacité. Leur calcul est fondé sur la capacité, compte tenu d'un coût marginal d'exploitation inférieur ou égal aux prix pratiqués sur le marché considéré ; par exemple, les parts de marché sur le marché de semi-base tiendraient compte de la capacité utilisée en base et en semi-base. Les parts de marché servent à calculer un indicateur de la concentration du marché, appelé « Indice de Herfindahl-Hirschmann », utilisé pour présumer l'effet probable de la fusion. Cette présomption peut être renversée, et l'est souvent, par d'autres facteurs pris en compte dans l'analyse³⁰ (selon les lignes directrices DOJ/FTC *Horizontal Merger Guidelines*, si l'indice de Herfindahl-Hirschmann dépasse 1 800, ce qui correspond à moins de cinq entreprises de la même taille, le marché est jugé « très concentré »). Les critères d'évaluation de l'entrée sur le marché sont le choix du moment (dans la limite de deux ans), la probabilité et la taille (qui doit être suffisante).

Outre les fusions entre compagnies d'électricité de service public, trois autres types de fusions peuvent soulever des problèmes de concurrence : entre un producteur d'électricité et son fournisseur de combustible (fusions de « convergence »), entre une entité non réglementée et une entité réglementée, ainsi qu'entre une compagnie d'électricité et une compagnie de gaz naturel desservant la même zone géographique. Les fusions de convergence posent deux sortes de problèmes de concurrence : elles peuvent faire augmenter les coûts des concurrents ou bien entraîner des hausses des prix dues à des conditions inéquitables d'accès aux informations confidentielles des concurrents. La première difficulté peut apparaître si un producteur acquiert le seul fournisseur de ses concurrents, ou l'un de ses fournisseurs s'ils sont peu nombreux ; il s'ensuit que les concurrents ou les clients en aval n'ont plus d'autre choix et que les coûts du producteur et de ses concurrents sont semblables. Le second problème risque de se poser si l'accès aux données de coûts des concurrents peut être mis à profit, par exemple, pour faire monter les enchères dans un pool et les maintenir à un niveau élevé. Les fusions de la deuxième catégorie permettraient de contourner plus facilement la réglementation ; en effet, l'entreprise d'électricité qui subventionne ses activités non réglementées à partir de ses activités réglementées accroît les coûts pour les clients dont les tarifs sont réglementés et provoque des inefficiences sur les deux marchés. Le troisième type de fusion risque de réduire la concurrence si les deux sources d'énergie sont substituables, par exemple, pour la cuisson des aliments, la production d'eau chaude domestique, ou bien le chauffage et la climatisation des locaux.

Les lois antitrust offrent une bonne protection face à la libéralisation du secteur de l'électricité. Néanmoins, leur application est onéreuse et ne résout pas tout. Les possibilités d'action restent limitées en cas de concurrence insuffisante sur les marchés de l'électricité après la libéralisation, ce qui a conduit certains États à encourager ou à imposer la cession d'actifs de production dans le cadre de la réforme globale. En fait, la loi proposée – *Comprehensive Electricity Competition Act* -- conférerait à la FERC le pouvoir d'ordonner la cession d'actifs, ce qui semble une garantie raisonnable.

2.4.3. *Fiabilité*

La fiabilité³¹ est assurée par le *North American Electric Reliability Council*. Le NERC est une association, fondée sur le volontariat, dont font partie presque toutes les entreprises d'électricité de service public à capitaux privés et de plus en plus de producteurs indépendants des États-Unis, du Canada et d'une partie du Nord du Mexique. Le NERC définit des mesures et des normes volontaires qui permettent d'améliorer la fiabilité du réseau, il assure un suivi de la conformité et évalue la fiabilité future du système. Des bénévoles effectuent une bonne part de ces travaux, tandis que les grandes compagnies d'électricité de service public apportent l'essentiel des compétences techniques et du financement nécessaires et détiennent un pouvoir considérable. Le NERC a une réputation bien établie de jugement sûr du point de vue technique.

Sous le régime réglementaire antérieur, les entreprises d'électricité de service public respectaient de leur plein gré les directives du NERC. Lorsqu'elles étaient soumises à une réglementation fondée sur les taux de rentabilité, elles n'avaient pas intérêt à se dérober à leur tâche de maintien de la fiabilité car les instances de réglementation autorisaient généralement le recouvrement, au moyen des recettes réglementées, de tous les coûts d'exploitation et d'investissement engagés avec prudence. Lorsque le taux de rentabilité autorisé était supérieur au coût du capital, les entreprises d'électricité de service public étaient encouragées à investir pour améliorer la fiabilité. Dans le cadre du nouveau régime réglementaire, elles peuvent prendre des mesures qui ont une influence sur leurs bénéfices, mais accessoirement sur la fiabilité. Elles peuvent aussi chercher à agir sur les opérateurs indépendants du réseau pour accroître les bénéfices, mais au détriment de la fiabilité. En outre, la déréglementation a multiplié le nombre d'acteurs économiques intervenant dans le secteur et en a accentué l'hétérogénéité, d'où un nombre accru d'intérêts à satisfaire pour parvenir à un consensus. Sous l'effet de tous ces facteurs, la mise en conformité volontaire avec les normes de fiabilité devrait régresser (NERC, 1997b).

Face à ces évolutions, le NERC a créé au milieu de 1998 une nouvelle organisation, la *North American Electric Reliability Organization*. On s'attend à ce que la NAERO continue les travaux entrepris par le NERC, mais avec l'intention d'élargir la participation et les sources de financement, et de se préparer à la supervision des instances réglementaires compétentes dans les trois pays. Ce changement de tutelle permettrait d'assurer le respect de normes obligatoires de fiabilité et, aux États-Unis, les anciens concurrents seraient moins passibles de poursuites au titre des lois antitrust du fait de leurs accords de coordination pour l'observation de ces normes. Si le *Comprehensive Electricity Competition Act* était adopté, les activités menées sur le territoire des États-Unis passeraient d'un contrôle volontaire à une autoréglementation placée sous la tutelle de la FERC.

Pendant la transition vers l'instauration de marchés concurrentiels, la fiabilité peut diminuer par rapport à son niveau actuel, mais on ne voit pas encore bien jusqu'à quel point. Elle risque de régresser pour deux raisons. Tout d'abord, les caractéristiques de l'utilisation du réseau de transport dans des conditions de concurrence peuvent différer de celles qui prévalaient sous le régime réglementaire précédent, pour lesquelles le réseau était conçu. En particulier, le transport sur de longues distances peut se développer et créer des contraintes de réseau plus fréquentes, tant que les investissements appropriés n'auront pas été réalisés. Il est possible d'atténuer cet effet en faisant couvrir par des opérateurs indépendants du réseau un marché régional, car ils pourraient ainsi mieux tenir compte de la congestion du réseau sur des zones plus vastes. En outre, une tarification appropriée du transport, dont il a été question plus haut, mettrait un frein à des formes d'utilisation du réseau qui posent des problèmes de fiabilité, et encouragerait les investissements visant à remédier à la congestion à long terme. Le fait d'attribuer explicitement un prix à la fiabilité inciterait à investir à cet effet. Néanmoins, pendant une période transitoire, toutes les transactions souhaitées par les acteurs du marché ne pourront peut-être pas se concrétiser et des avantages financiers poussent à exploiter le réseau de plus en plus près des limites de fonctionnement du système. (La tarification explicite de la fiabilité permet aux plus gros consommateurs finaux qui y attachent une grande valeur de payer pour l'obtenir, tandis que ceux dont le consentement à payer est faible pourraient conclure des contrats interruptibles à plus bas prix. Sous le régime précédent, il fallait convaincre tous les consommateurs de subvenir aux besoins d'investissement pour préserver la fiabilité ; à l'heure actuelle, ceux pour qui la fiabilité est très importante peuvent offrir aux entreprises d'électricité une compensation pour leurs investissements et procédures d'exploitation qui l'améliorent. Bien entendu, si l'on attache un prix explicite à la fiabilité, il faut pouvoir déterminer à qui incombe la responsabilité en cas de défaillance.)

La seconde cause potentielle de baisse de la fiabilité tient au fait qu'il faudra un certain temps pour passer de la méthode de planification intégrée actuelle à un processus d'investissement dans les moyens de production et de transport obéissant aux mécanismes du marché. Pendant cette période, une moindre coordination des investissements risque de nuire à la fiabilité. A présent, il manque apparemment

des mécanismes efficaces pour financer les extensions du réseau de transport avantageuses pour des entreprises d'électricité ou des consommateurs finaux situés dans des États différents. Tant l'agence EIA d'information sur l'énergie que le NERC craignent que nul ne prenne la responsabilité de construire de nouvelles lignes ni de fournir les équipements nécessaires pour desservir des consommateurs dans d'autres États³². Cependant, si un prix explicite était attribué à la fiabilité, ou si les opérateurs indépendants du réseau étaient d'une taille suffisante, ce mécanisme de financement existerait probablement. Le ministère de l'Énergie a créé un groupe de travail spécial chargé d'évaluer les incidences de la concurrence sur la fiabilité et de préconiser les mesures à prendre pour empêcher qu'elle ne diminue au-dessous d'un seuil contraire à la logique économique.

Les petits consommateurs finaux, pour qui l'installation d'un matériel de délestage peut se révéler trop onéreuse, associent plutôt la notion de « fiabilité » à des coupures de courant dues aux conditions météorologiques, par exemple la chute d'arbres sur des lignes électriques. Pour cette catégorie de consommateurs, la fiabilité est un bien public : lorsqu'un investissement est destiné à améliorer la fiabilité pour un consommateur, son voisin doit en bénéficier aussi. La réglementation de la distribution est nécessaire pour garantir une fiabilité suffisante, puisqu'il s'agit d'un bien public³³.

Le régime régissant la fiabilité, qui a bien fonctionné au cours des trois décennies écoulées, devra nécessairement changer parallèlement à l'évolution de la réglementation économique du secteur de l'électricité. Il s'orientera probablement vers une autoréglementation obligatoire, sous la tutelle des instances réglementaires indépendantes des trois pays d'Amérique du Nord. Il n'est pas évident que des investissements efficaces soient effectués dans le réseau de transport à longue distance s'il faut respecter des réglementations diverses selon les États, en plus de la réglementation fédérale. Enfin, on ne voit pas bien comment l'entrée en scène des opérateurs indépendants du réseau transformera la gestion de la fiabilité, qui dépend encore, pour l'essentiel, des entreprises d'électricité de service public.

2.4.4. *Réglementation de protection de l'environnement et subventions*

La réglementation de protection de l'environnement et celle du secteur de l'électricité se recoupent en trois interfaces principales. Premièrement, certaines émissions rejetées par les centrales sont réglementées. Deuxièmement, des « normes concernant l'ensemble des énergies renouvelables », selon lesquelles un pourcentage minimum de l'électricité doit être produit à partir d'énergies renouvelables non hydrauliques, ont été instituées dans plusieurs États et proposées par l'administration pour l'ensemble du pays. Troisièmement, les activités de recherche, de développement et de démonstration menées en vue d'adopter de nouvelles technologies pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions imputables à la production d'électricité sont subventionnées à la fois par les États et à l'échelon fédéral. En outre, il se pose des problèmes de protection des consommateurs à propos des allégations sur la production d'électricité « verte », qui pourraient être mensongères.

La mise en œuvre à l'échelle nationale d'un programme d'échanges de droits d'émission de dioxyde de soufre a entraîné une réduction notable des émissions de SO₂ des centrales à un coût très inférieur aux prévisions (voir l'étude connexe du chapitre 2). Le programme associe des permis d'émission de SO₂ parfaitement négociables et l'obligation de s'équiper de matériel de surveillance, en prévoyant toutefois par précaution qu'aucune entreprise d'électricité de service public ne peut rejeter des émissions de SO₂ au-delà de certaines limites, quelles que soient les quantités allouées au titre des permis. Les permis accordés aux centrales sont calculés sur la base de la consommation passée de combustibles et d'un taux d'émission précis ; les nouvelles sources d'émission, c'est-à-dire celles qui adhéreront au programme après janvier 2000, devront acheter les permis à d'autres participants du marché. Les permis peuvent être échangés, vendus ou « mis en réserve » (non utilisés avant une date déterminée). La première phase, lancée en janvier 1995, s'appliquait à 263 unités de production de 110 centrales, pour la plupart alimentées au

charbon et situées dans l'Est et le Midwest. La deuxième phase, qui commencera en janvier 2000, s'appliquera à toutes les entreprises d'électricité de service public produisant au moins 25 MW. Des systèmes de surveillance continue des émissions doivent être installés dans toutes les unités de production aux combustibles fossiles d'une puissance supérieure à 25 MW et dans les nouvelles installations d'une puissance inférieure à 25 MW utilisant un combustible dont la teneur en soufre dépasse un pourcentage déterminé (EPA, 1997).

Le coût de la réduction des émissions de SO₂ a été considérablement inférieur aux prévisions : au début de 1998, un permis coûtait environ 100 dollars/tonne, alors que l'on s'attendait à des prix compris entre 250 et 400 dollars par tonne. En 1995, le coût moyen de la réduction des émissions de SO₂ au moyen d'épurateurs de fumées était de quelque 270 dollars/tonne, contre une fourchette prévue allant de 450 à 500 dollars/tonne. Ces prix inférieurs aux prévisions tiennent, en partie, à la faiblesse inattendue des tarifs de fret ferroviaire (due aux changements de la réglementation de ce secteur), qui a fait de l'utilisation de charbon du Wyoming à basse teneur en soufre une option beaucoup moins onéreuse que l'installation d'épurateurs. On estime, en outre, que les prix de 1998 sont inférieurs au coût moyen à long terme de la mise en conformité car les entreprises d'électricité auraient, semble-t-il, trop investi dans l'installation d'épurateurs en se fondant sur des prévisions pessimistes concernant les prix des permis (CEA, 1998).

Il est plus difficile de réduire les émissions de NO_x que celles de SO₂ car les entreprises d'électricité de service public, où le suivi est facile à assurer, ne sont pas les principales sources d'émission : le secteur des transports en rejette 49 % environ et des entreprises n'ayant pas vocation de service public, 18 %. Les entreprises d'électricité de service public doivent respecter des normes de résultats pour les émissions de NO_x qui s'appliquent à certains types de chaudières alimentées au charbon depuis janvier 1996 et seront valables pour toutes les autres chaudières à charbon après l'an 2000. Prises ensemble, les deux phases du programme se solderont par une réduction de 2.4 millions de tonnes des émissions annuelles de NO_x des centrales des entreprises de service public (EPA, 1998). L'administration encourage actuellement les échanges de réductions des émissions de NO_x à l'échelon régional.

La réduction des émissions de CO₂, dont traite le Protocole de Kyoto à la Convention-cadre sur les changements climatiques, fait l'objet d'un certain nombre d'initiatives. (Les États-Unis produisent un quart environ du total mondial des émissions de CO₂). A l'échelon national, l'administration estime que sa proposition de restructuration du secteur de l'électricité permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre de quelque 25 à 40 millions de tonnes par an, bien que la baisse des prix fasse augmenter la demande. Selon l'administration, cette réduction devrait découler de l'évolution des incitations à l'efficacité offertes aux entreprises d'électricité de service public et d'un certain nombre d'initiatives connexes. On s'attend à ce qu'une grande partie de la réduction des émissions de CO₂ résulte d'un transfert accéléré du charbon vers le gaz. En raison d'un marché plus concurrentiel. A cet égard, on peut citer entre autres importantes initiatives les « normes concernant l'ensemble des énergies renouvelables » décrites ci-après, les subventions croisées en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, l'étiquetage écologique permettant aux consommateurs de choisir de leur plein gré de consommer de l'électricité « verte » et le « comptage à autoproduction déductible » pour encourager l'utilisation de petits systèmes fonctionnant aux énergies renouvelables. L'administration propose d'affecter 6.3 milliards de dollars à la recherche et au développement ainsi qu'à des initiatives fiscales pour promouvoir l'efficacité énergétique et l'utilisation des énergies renouvelables. Si l'on constate que ces mesures sont insuffisantes à mesure que les échéances du Protocole de Kyoto approchent, l'administration propose de lancer un programme national d'échanges de permis d'émission de gaz à effet de serre, à intégrer avec divers mécanismes internationaux de flexibilité, notamment les systèmes d'échanges internationaux de permis d'émission, l'« application conjointe » entre les pays figurant à l'Annexe I et le Mécanisme pour un développement « propre » (en vertu duquel les investissements en vue d'un développement « propre » dans les pays en développement permettent d'« acquérir » des permis d'émission) (Administration, 1998).

Les « normes concernant l'ensemble des énergies renouvelables » constituent un mécanisme réglementaire obéissant aux lois du marché qui favorise la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables, en général non hydrauliques. Ce programme prévoit qu'un pourcentage déterminé d'électricité doit être produit à partir d'énergies renouvelables. Aucune restriction n'est imposée en ce qui concerne la technologie utilisée ou le producteur concerné³⁴. Dans la pratique, le programme créé deux marchés distincts : l'un pour l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et l'autre pour celle obtenue au moyen de toutes les autres sources d'énergie. En général, le pourcentage prescrit diminue si le coût de la production à partir d'énergies renouvelables dépasse le prix de la production par d'autres moyens, compte tenu d'un coefficient d'ajustement. L'électricité « verte » est ensuite commercialisée sur le marché concurrentiel, quel que soit le prix que l'on puisse percevoir. Certains États appliquent déjà ce mécanisme et l'administration a proposé de le mettre en œuvre dans tout le pays. L'État du Maine a imposé le plus fort pourcentage de production d'électricité « verte », à savoir l'obligation de produire 30 % du total à partir d'énergie hydraulique ou de sources d'énergies renouvelables (EIA, 1998*h*). Au Massachusetts, le pourcentage minimum de production à partir d'énergies renouvelables non hydrauliques augmente selon un calendrier qui dépend de la différence entre le coût moyen de la production avec une technologie faisant appel aux énergies renouvelables et le prix moyen sur le marché spot. Si cette contrainte au niveau des coûts ne s'impose pas, 1 % de l'électricité vendue au Massachusetts sera produite à partir d'énergies renouvelables non hydrauliques à l'horizon 2003³⁵. L'administration a proposé d'augmenter lentement ce pourcentage à l'échelon du pays pour le porter à 5.5 % en 2010-2015, mais le plafond de coût serait de 0.015 dollar/kWh. En revanche, l'hydroélectricité représentait la quasi totalité (97.8 %) de la production nette d'électricité à partir d'énergies renouvelables aux États-Unis (en 1996 et 1997) (EIA, 1998*d*).

D'autres programmes de protection de l'environnement consistent en des subventions directes aux projets de recherche, de développement et de démonstration portant sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, la production moins polluante de l'électricité et les énergies renouvelables. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, certains programmes du ministère de l'Énergie des États-Unis sont axés sur les bâtiments et l'industrie, notamment la modification des codes de la construction pour tenir compte des techniques plus performantes, tandis que d'autres visent à accroître le rendement de la conversion des combustibles en électricité. Les programmes en faveur d'une production moins polluante de l'électricité sont axés sur le charbon. L'énergie éolienne, le solaire, la biomasse et la photovoltaïque sont couverts par d'autres programmes. Par exemple, l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité est encouragée par des subventions à la recherche et au développement, aux études et aux projets de démonstration menés dans le cadre de partenariats avec des entités privées, ainsi que par un crédit d'impôt de 0.015 dollar/kWh pour les projets de valorisation de la biomasse en circuit fermé (utilisant des cultures exclusivement énergétiques) (DOE, 1996).

Certains programmes d'environnement sont financés par le biais de surtaxes imposées à tous les consommateurs d'électricité. Ainsi, au Massachusetts et en Californie, cela a permis de financer des activités en faveur de l'efficacité énergétique, y compris le calfeutrage des maisons des plus démunis, la mise en œuvre et la promotion des projets concernant des énergies renouvelables. L'administration a proposé que ces surtaxes imposées à tous les consommateurs d'électricité soient utilisées à l'échelle du pays tout entier pour de tels programmes environnementaux. En Californie, les consommateurs qui choisissent un fournisseur d'électricité « verte » sous certaines conditions obtiendront des crédits (pouvant atteindre 0.015 dollar/kWh) et les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables bénéficient de subventions directes.

Le passage de la réglementation fondée sur le taux de rentabilité dans tous les domaines à l'instauration d'une plus grande concurrence peut avoir des effets directs sur l'environnement, et aussi des effets indirects dus à l'évolution des incitations dans la réglementation environnementale. Le recentrage sur les marchés devrait accélérer le remplacement du charbon et du pétrole par du gaz dans le parc

électrique, d'où une réduction des émissions de SO₂ et de CO₂, mais il se pourrait aussi que l'appel des groupes de production en base et en pointe en soit modifié. On constate, dans le tableau ci-après, que les niveaux d'émission imputables au gaz sont relativement faibles par rapport au charbon et au pétrole.

Encadré 9. Effets sur l'environnement de la réforme du secteur de l'électricité

Les objectifs d'environnement pour le secteur de l'électricité visent notamment à réduire les émissions de SO₂, de NOx, de divers autres gaz nocifs, de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre, et à assurer le stockage du combustible irradié. La lutte contre les émissions de certains de ces gaz -- notamment les gaz à effet de serre, mais aussi les NOx et le SO₂ -- s'étend largement au-delà du secteur de l'électricité, car il existe d'importantes sources d'émission de ces gaz (et des puits, pour les gaz à effet de serre) en dehors de cette branche d'activité. La réforme du secteur influe indirectement sur le niveau des émissions en raison des variations possibles de la consommation de combustibles à la marge, des fluctuations quantitatives de la production d'électricité provoquées par les prix ainsi que des évolutions de l'efficacité induites par la concurrence et la réglementation. En particulier, l'instauration de la concurrence au niveau de la production peut entraîner des changements dans la répartition des investissements dans les installations de production qui ont des répercussions sur le dosage des combustibles utilisés. Par exemple, le déclassement anticipé de centrales au charbon pour les remplacer par des centrales au gaz implique une réduction des émissions de plusieurs gaz. Le déclassement anticipé de centrales nucléaires et leur remplacement par des centrales aux combustibles fossiles font augmenter les émissions de plusieurs gaz. Dans le même temps, si la concurrence donne lieu à une efficacité économique plus grande que la réglementation classique, les incitations à réduire les coûts des combustibles seront plus fortes, d'où un plus grand intérêt à augmenter le rendement technique de la conversion des combustibles en électricité entraînant une réduction concomitante des émissions qui y sont associées. En outre, le développement de la tarification modulée en fonction des périodes de consommation modérera la demande en périodes de pointe, et réduira donc l'appel de centrales plus anciennes, moins performantes.

Tableau 2. Estimations des émissions, en 1995, des groupes des centrales à turbines à vapeur, par type de combustible fossile (milliers de tonnes courtes) (907kg)

Combustible	Production nette (TWh)	SO ₂	Nox	CO ₂
Charbon	1 653	11 248	6 508	1 752 527
Gaz	307	1	533	161 969
Pétrole	61	321	92	50 878

Source : Electric Power Annual 1995, Volume 2. Energy Information Administration, ministère de l'Énergie des États-Unis, DOE/EIA-0348(98)/2, décembre 1996 ; cité dans EPA, 1997.

La réforme de la tarification à la consommation finale modifie les incitations à subventionner des investissements en faveur de l'efficacité énergétique comparables à ceux effectués dans le cadre des programmes de « maîtrise de la demande ». Sous le régime réglementaire antérieur, tous les consommateurs supportaient les coûts de l'accroissement de la capacité de production ; si une subvention allouée à certains consommateurs pour qu'ils réduisent leur demande, en particulier en pointe, était moins coûteuse que l'accroissement de la puissance installée, le coût total pour les consommateurs qui finançaient cette subvention était moindre, de sorte qu'il était rationnel pour eux de la payer. Dans le nouveau régime, les consommateurs qui achètent l'électricité en périodes de pointe devront eux-mêmes acquitter des prix beaucoup plus élevés³⁶, ce qui équivaut à internaliser le coût des accroissements de capacité. Les consommateurs peuvent réagir en investissant pour s'équiper de compteurs horo-saisonniers et d'appareils ménagers « intelligents » leur permettant de décaler leur consommation d'électricité vers les périodes creuses. La réforme globale du secteur peut influencer autrement les décisions d'investissement pour améliorer l'efficacité : ces investissements deviennent moins intéressants si les réformes font baisser les prix de l'électricité ou le coût des nouvelles capacités de production.

La libéralisation des marchés de l'électricité et les réglementations environnementales des États peuvent avoir des effets synergiques complexes. En général, les marchés géographiques de l'électricité s'étendent au-delà des territoires des États, aussi les producteurs en concurrence sur le même marché doivent-ils respecter des règlements d'environnement différents d'un État à l'autre, d'où des écarts de coûts de mise en conformité. Or, la libéralisation implique que ces écarts, pour être admissibles, ne peuvent pas aller au-delà de certaines limites ; en effet, si la réglementation d'un État entraîne des coûts de production beaucoup plus élevés que dans un État limitrophe, les producteurs de ce dernier pourraient produire plus d'électricité et l'exporter vers l'autre. Pour éviter qu'il en soit ainsi, le Massachusetts exige que toute l'énergie électrique vendue sur son territoire soit produite dans le respect de ses propres règlements d'environnement, qu'elle le soit dans l'État même ou non³⁷. Une synthèse efficace à l'échelon fédéral des politiques d'environnement des États, ou la conclusion de pactes régionaux, permettraient peut-être mieux d'internaliser complètement les externalités environnementales, transfrontières ou non.

2.4.5. *Législation sociale*

La législation sociale applicable au secteur de l'électricité relève essentiellement des États, et non du gouvernement fédéral. Les réformes du secteur sont conçues pour ne pas porter atteinte à la protection sociale existante. Par exemple, en Californie et au Massachusetts, les subventions aux consommateurs à faible revenu seront maintenues et financées au moyen d'une taxe calculée sur l'ensemble des consommateurs finaux. La plupart des régimes qui instaurent la concurrence au niveau de la fourniture aux consommateurs finaux prévoient un « fournisseur en dernier ressort pour les petits consommateurs », afin que ces derniers n'aient pas à subir de coupures de courant (Brockway). Un exemple de législation sociale qui évolue de pair avec la libéralisation des marchés de l'électricité est la mise en place d'un système d'information spécial, destiné à centraliser, même après un changement de fournisseur, le recensement des consommateurs finaux nécessitant des équipements de maintien de la vie (qui ont donc besoin d'une protection spéciale contre les coupures de courant).

2.4.6. *Protection des consommateurs*

Dans les États où les petits consommateurs finaux ont accès directement aux marchés de l'électricité, il se pose des problèmes de protection des consommateurs inhérents à la transition, en plus des préoccupations habituelles dans ce domaine. Dans certains États réformateurs, les entreprises d'électricité ont envoyé aux consommateurs des explications de la réforme et de ses conséquences accompagnant leur facture mensuelle. La Californie a dépensé 89 millions de dollars, à la demande de la *Public Utility Commission*, pour informer les consommateurs de leur nouveau droit de changer de fournisseur d'électricité³⁸.

Encadré 10. **La protection des consommateurs dans un secteur de l'électricité libéralisé**

Dans ce secteur, la protection des consommateurs comprend les différentes possibilités à cet égard que l'on applique dans les autres secteurs et, là où les consommateurs finaux ont un accès direct aux marchés, des solutions aux problèmes de transition liés au droit récemment acquis de prendre de nouvelles décisions. Ayant désormais une plus grande possibilité de choix, les consommateurs ont besoin d'informations véridiques et plus détaillées.

Les problèmes de protection des consommateurs les plus courants sont la « tromperie » sur le fournisseur, la « disparition » des vendeurs, la publicité mensongère, l'« exclusion » et la publication d'informations non véridiques sur les modalités des contrats d'approvisionnement en électricité. La « tromperie » sur le fournisseur consiste en un changement de fournisseur à l'insu du consommateur. La publicité mensongère peut prendre des formes très diverses, mais un problème dans ce secteur tient aux allégations des fournisseurs sur la production d'électricité « verte » qui font croire aux consommateurs qu'ils acceptent d'eux-mêmes d'acquitter une taxe de caractère social

quand ils achètent de l'énergie avec une majoration. Les fournisseurs peuvent aussi avancer l'allégation mensongère selon laquelle un changement de fournisseur allégerait de beaucoup la facture d'électricité, alors qu'en réalité il ne fait baisser que la fraction du tarif correspondant à l'énergie et non, par exemple, celles imputables aux lignes électriques ou aux coûts « échoués ». Quant à l'« exclusion », il s'agit d'une discrimination en fonction du lieu d'implantation géographique du consommateur.

Aux États-Unis, des cas de tromperie sur le fournisseur se sont produits dans le secteur des télécommunications et des observateurs ont signalé des analogies, en matière de protection de consommateurs, entre ce secteur et celui de l'électricité. La législation de la Californie prévoit, par exemple, la vérification par un tiers qu'un consommateur souhaite réellement changer de fournisseur et un délai de trois jours pendant lequel un petit consommateur peut annuler sans frais un tel changement, ce qui devrait atténuer ce problème. L'enregistrement de tous les vendeurs, négociants et courtiers-fournisseurs prémunit, jusqu'à un certain point, les consommateurs contre des fournisseurs qui les escroqueraient en disparaissant. En Californie, tous les fournisseurs de services électriques qui en proposent aux consommateurs résidentiels et aux petits consommateurs commerciaux doivent apporter la « preuve de la viabilité financière » et la « preuve de la capacité technique et opérationnelle » pour pouvoir s'enregistrer.

Eu égard à la publicité mensongère concernant la production d'électricité « verte », la *Federal Trade Commission* a élaboré des directives -- « *Guides for the Use of Environmental Marketing Claims* »-- qui expliquent l'obligation faite à tous d'avancer des allégations véridiques et dûment fondées à cet égard. En Californie, on s'attaque actuellement au problème de l'exclusion, ou de la suppression du service, en obligeant les entreprises d'électricité de service public à desservir les zones qui leur ont été concédées avant le 31 mars 1998. Enfin, la publication des mêmes informations pour tous les consommateurs sur les différentes composantes du tarif (par exemple, fractions imputables à l'énergie, aux lignes électriques, aux biens publics et aux coûts « échoués »), les autres modalités et les autres caractéristiques (notamment, la palette énergétique utilisée et les émissions), aidera les consommateurs à comparer les prix et à évaluer les avantages allégués d'un changement de fournisseur (ce qu'ils ne peuvent pas faire avec des tarifs réglementés)³⁹. La protection des consommateurs dans ce secteur ne diffère donc pas de celle que nécessitent d'autres biens et services, mais l'éducation des consommateurs a un rôle particulier à jouer pendant la transition, comme dans d'autres secteurs récemment libéralisés.

2.4.7. Neutralité face à la concurrence

Lorsque des entités publiques et privées intervenant dans les mêmes activités font l'objet d'un traitement différent parce que leurs structures du capital ne sont pas les mêmes et qu'il en découle des disparités de coûts, le coût total est plus élevé qu'il ne l'aurait été en cas d'égalité de traitement. Les divers types d'entités économiques sont soumis à des réglementations différentes en matière de fiscalité, de contrôle réglementaire, d'accès à l'hydroélectricité produite dans le cadre de projets fédéraux, ainsi qu'à d'autres lois. En outre, les entités publiques suivent des règles comptables et budgétaires qui n'obligent pas nécessairement à appliquer les mêmes méthodes comptables pour l'évaluation des actifs, ou à fixer des taux de rentabilité de l'investissement ou des remboursements de la dette selon les mêmes principes que le marché. Prises ensemble, ces différences entraînent notamment des écarts des coûts d'achat de l'électricité et des dépenses d'investissement, ce qui signifie qu'il n'y a pas de neutralité concurrentielle⁴⁰.

Le coût d'achat de l'électricité présente des différences notables découlant d'un traitement préférentiel en application des lois et réglementations en vigueur. Plus précisément, certaines entreprises d'électricité de service public ont accès à des conditions favorables à l'électricité produite dans le cadre des programmes hydroélectriques fédéraux. Cette électricité n'est pas vendue aux prix du marché ; elle est plutôt rationnée, pour répondre en priorité à la demande des entreprises d'électricité publiques, les compagnies d'électricité privées à vocation de service public étant autorisées à acheter les éventuels excédents. Le prix de vente de cette électricité est fixé en fonction de son coût comptable marginal, des

redevances perçues pour les eaux d'irrigation (un produit commun), des règles comptables du secteur public et des règles budgétaires qui précisent les flux budgétaires nets, les taux d'intérêt et les conditions de remboursement du coût des barrages et des infrastructures connexes. Ces projets ont des coûts marginaux très faibles : la Bonneville Power Administration (BPA) et la Western Area Power Administration (WAPA) affichent respectivement des coûts marginaux à court terme de 0.016 dollar/kWh et de 0.011 dollar/kWh. En 1997, le « tarif de préférence »⁴¹ de la BPA représentait 0.0239 dollar/kWh et les recettes moyennes de la WAPA s'établissaient à 0.016 dollar/kWh. On peut comparer ces chiffres aux recettes moyennes du secteur en 1995, qui étaient de 0.060 dollar/kWh (BPA, 1997 ; BPA, 1998 ; WAPA, 1997). Il est donc avantageux d'être un client préférentiel des programmes hydroélectriques fédéraux, puisque cela équivaut, par essence, à bénéficier d'une subvention. En outre, le rationnement ne garantit pas, comme le ferait un marché libre, que l'électricité est destinée aux acheteurs qui y attachent le plus de prix. Par conséquent, le remplacement de ce mécanisme par un marché aboutirait à une affectation plus efficace de l'électricité produite dans le cadre des programmes hydroélectriques fédéraux et à des économies globales sur les coûts de production de l'électricité.

Les écarts de coûts d'investissement sont importants également. L'endettement est assujéti à des règles fiscales variables ; par exemple, les compagnies d'électricité locales de service public à capitaux publics peuvent émettre des obligations qui sont exonérées d'impôts fédéraux, sous réserve de certaines restrictions. Le coût d'investissement est plus faible pour certaines entités publiques, non seulement en raison d'un traitement fiscal différent, mais aussi du fait que les marchés estiment que leurs dettes sont moins hasardeuses : en effet, elles sont garanties par une autorité fiscale ; en outre, certaines de ces entités peuvent ne pas être obligées d'offrir à leurs propriétaires un taux de rentabilité des investissements équivalent à celui du marché ou d'effectuer des remboursements de la dette suivant la discipline du marché.

Les autres inégalités de traitement sont très diverses. Par exemple, l'entreprise fédérale Tennessee Valley Authority et des agences fédérales de commercialisation de l'électricité, notamment la BPA et la WAPA, sont exonérées des impôts sur les bénéfices des sociétés perçus par les États ou au niveau fédéral. Les compagnies d'électricité publiques peuvent être à l'abri d'un contrôle réglementaire, notamment en ce qui concerne leurs tarifs de transport (ce serait différent, toutefois, si le *Comprehensive Electricity Competition Act* proposé par l'administration était adopté), et peuvent être exemptées des obligations liées à diverses lois, allant de la réglementation environnementale au droit du travail, qui influent sur leurs coûts. En outre, en vertu du *Energy Policy Act*, certaines entreprises bénéficient d'un accès préférentiel aux crédits de recherche et de développement⁴². Par ailleurs, les entreprises d'électricité à vocation de service public et à capitaux privés, ou leurs clients, supportent les coûts de la mise en conformité avec la réglementation, par exemple celui de la transmission d'informations dignes de foi à l'instance de réglementation indépendante, coûts qui ne grèvent pas le budget des entreprises d'électricité à capitaux publics.

La Tennessee Valley Authority offre un exemple, peut-être inhabituel, des conséquences du traitement spécial. Bien que la TVA soit tenue de s'autofinancer en ce qui concerne l'énergie électrique, ses prix ne tiennent pas compte des 14 milliards de dollars que représentent les actifs nucléaires non productifs. La garantie implicite du gouvernement fédéral a permis à la TVA d'emprunter 26 milliards de dollars (en septembre 1994) à bas taux d'intérêt⁴³. Elle ne paye pas d'impôt fédéral sur les bénéfices. La TVA est protégée de la concurrence par la Loi EPAct, qui ne l'oblige pas à remplir les nouvelles conditions requises pour l'accès au réseau, et par les dispositions prévues dans les contrats qu'elle a signés avec des entreprises de distribution, lesquels imposent des limites très contraignantes aux distributeurs concernant leurs possibilités d'achat d'électricité auprès d'autres sources. (En vertu de ces contrats, la TVA fournit la totalité des approvisionnements électriques et, si un distributeur souhaite résilier le contrat, il doit donner un préavis de dix ans). Cependant, la TVA peut être et a été obligé de fournir un accès à des requérants. Malgré ces avantages, selon le *Government Accounting Office*, « la TVA ne pourrait probablement pas, à long terme, concurrencer les entreprises d'électricité de service public dont la zone de desserte jouxte la sienne » (GAO, 1995).

Le prix de l'électricité vendue par les entreprises d'électricité publiques représente, en moyenne, un sixième à un cinquième de moins que celui des compagnies d'électricité privées à vocation de service public. L'*American Public Power Association* (organisme qui regroupe des entreprises d'électricité publiques) estime que, dans cette différence, le financement exonéré d'impôt représente quatre à cinq points de pourcentage et les conditions préférentielles d'accès à l'hydroélectricité produite dans le cadre de programmes fédéraux comptent pour 1.5 à deux points supplémentaires de pourcentage ; l'*Edison Electric Institute* (organisme qui regroupe des entreprises d'électricité privées à vocation de service public) estime que l'écart total découle des avantages fiscaux, juridiques et réglementaires (AIE, 1998). Cependant, si la rentabilité des entreprises publiques d'électricité ne dépasse pas d'un pourcentage compris entre 11 et 13 % (des recettes) celle des entreprises privées d'électricité à vocation de service public (c'est-à-dire, si le reste de l'écart de prix ne s'explique pas par des différences de rendement), la grande disparité des prix moyens de vente de l'électricité fait ressortir une non neutralité concurrentielle importante, même si l'on se fonde sur des estimations prudentes.

2.5. Coûts « échoués »

Le troisième grand volet de la réforme du secteur de l'électricité aux États-Unis porte sur l'évaluation et la récupération des coûts « échoués ». Il concerne essentiellement la redistribution des rentes : les investissements dans les actifs sont déjà irrécupérables dans ce secteur, mais on prévoit que les recettes qu'ils produiront dans le cadre du nouveau régime réglementaire seront inférieures à celles que l'on aurait obtenues si l'ancien régime était resté en place. Dans le même temps, un mécanisme de récupération mal conçu pourrait faire peser sur l'économie des coûts réels en provoquant des distorsions des prix de l'électricité ou en faussant les décisions d'entrée sur le marché.

Aux États-Unis, on estime à deux tiers environ du total les coûts « échoués » liés à l'investissement dans l'électronucléaire, l'autre tiers étant imputable aux obligations d'achat à prix élevé d'électricité produite par cogénération ou à partir d'énergies renouvelables en vertu du *Public Utility Regulatory Policies Act* de 1978 (PURPA). L'accès direct de tous les consommateurs finaux aux marchés de l'électricité devrait, selon les estimations, être à l'origine de 80 à 90 % du total des coûts « échoués » (AIE, 1998). Les régulateurs indépendants exigent des propriétaires de centrales nucléaires qu'ils prévoient le financement du coût du déclassement, réglementation que les réformes n'ont pas modifiée⁴⁴. Si la réforme dans le secteur de l'électricité entraîne l'arrêt de centrales nucléaires avant la date prévue, ces coûts devraient être provisionnés de la même manière que les autres coûts « échoués ».

Étant donné que les États-Unis ont procédé à des réformes radicales de la réglementation dans nombre de secteurs, selon des modalités qui ont souvent modifié la valeur des actifs privés, il y a lieu de se demander en quoi la récupération des coûts « échoués » est différente dans ce secteur. Quand il s'agissait de la réglementation du gaz naturel, secteur également placé sous la tutelle de la FERC, la réforme avait été contestée devant les tribunaux. Ceux-ci avaient imposé à la FERC de tenir compte des coûts de la transition que devaient supporter les entreprises de service public réglementées au moment où la Commission changeait les « règles du jeu » réglementaires. Dès lors, parallèlement au débat public principalement axé sur l'équité ou non de l'exigence faite aux actionnaires ou aux clients captifs de supporter les coûts de la transition dus à un changement de réglementation indépendant de leur volonté, la FERC a déclaré : « Les leçons de l'expérience acquise avec le gaz naturel montrent que nous ne pouvons pas ignorer ces coûts, ni au plan juridique, ni du point de vue de l'action des pouvoirs publics » (FERC, 1996a, p. 453)⁴⁵.

Encadré 11. Coûts « échoués »

Les coûts « échoués » sont les coûts non amortis des investissements antérieurs ou les coûts du moment dus à des obligations contractuelles, engagés de façon prudente dans le cadre du régime réglementaire précédent, qui ne seront pas récupérés sous le nouveau régime réglementaire, qui obéit davantage aux lois du marché. Dans le même temps, certains actifs ou droits acquièrent plus de valeur du fait de la réforme. Les coûts « échoués » dépendent de chaque autorité de réglementation qui modifie les « règles du jeu » réglementaires et qui définit ces coûts.

Les principaux axes de la réforme sont d'offrir aux entreprises en place des incitations à alléger (réduire) les coûts « échoués », à les chiffrer exactement et à imputer leur récupération selon des modalités « équitables », qui n'empêchent pas l'entrée d'acteurs efficaces sur le marché ou une tarification rationnelle de l'énergie. En intégrant les charges liées aux coûts « échoués » dans une tranche d'un tarif polynôme qui ne varie pas en fonction de la consommation, on atténue les distorsions qu'elles pourraient entraîner dans le comportement futur des marchés. En faisant en sorte que les consommateurs ne puissent pas échapper au paiement des coûts « échoués », on n'empêchera pas la prise de décisions efficaces d'entrée sur le marché. La répartition des coûts « échoués » et des avantages a des effets importants sur la richesse ; c'est pourquoi la décision désignant ceux qui doivent les payer a une influence pour obtenir une adhésion suffisante à la réforme de la réglementation qui accroît l'efficacité et pour favoriser son adoption.

La FERC définit les « coûts échoués de gros » comme étant « toute dépense légitime, prudente et vérifiable engagée par une entreprise publique d'électricité ou par une entreprise publique de transport de l'électricité qui assure un service destiné à : (1) un client grossiste devenant ultérieurement, en totalité ou en partie, client de services dissociés de transit de gros de l'une ou l'autre entreprise susmentionnée, ou bien (2) un client final ou un client grossiste récemment créé devenant ultérieurement, en totalité ou en partie, client de services dissociés de transit de gros de l'une ou l'autre entreprise susmentionnée » (FERC, 1996a, p. 618). L'idée est qu'une entreprise de service public puisse récupérer les coûts engagés pour desservir un client qui choisit désormais d'acheter de l'énergie à une autre entreprise de service public. La récupération de ces coûts n'est possible que dans les cas où l'entreprise de service public a démontré qu'elle pouvait « raisonnablement s'attendre » que le client reste dans le système de production. Les coûts « échoués » doivent être directement imputés au client pour qui ils ont été engagés, et ce dernier doit acquitter la totalité de ceux qui lui ont été attribués. Il peut le faire sous la forme d'un paiement forfaitaire ou d'un prélèvement supplémentaire, inclus dans le tarif de transport.

Selon l'Ordonnance 888 de la FERC, pour calculer le montant des coûts « échoués », il faut prendre en compte les recettes que le client aurait payées s'il était resté un client, aussi longtemps que le vendeur aurait pu raisonnablement s'attendre à ce que de tels achats se poursuivent, déduction faite de la valeur marchande de l'électricité que le client aurait achetée⁴⁶ (FERC, 1996a, pp. 492, 501, 573). Il n'y a de coûts « échoués » que si le prix du marché de l'électricité (au moment où le client quitte le système) est inférieur à son coût pour l'entreprise d'électricité de service public. En somme, on ne peut déterminer les coûts « échoués » pour un client donné que s'il change de fournisseur (FERC 1996a, p. 479). (Les clients qui ne changent pas d'entreprise de service public continuent à payer leur part des investissements passés par le biais du tarif du service global.) Lorsque des entreprises d'électricité de service public cèdent des actifs de production, on connaît mieux leur valeur marchande, d'où la possibilité d'estimer avec plus de précision la valeur des actifs non vendus.

En Californie, par exemple, la définition des coûts « échoués » (appelés « coûts de transition ») tient compte des actifs et des activités placés sous la tutelle de la *California Public Utility Commission* (CPUC)⁴⁷. La CPUC fixe le montant des coûts de transition⁴⁸ et ne pourra plus les réviser après 2015. Les coûts de transition des actifs liés à la production expriment le solde des coûts de transition inférieurs et supérieurs aux niveaux du marché de tous les actifs liés à la production détenus par des entreprises d'électricité de service public. (CPUC, 1997c). (Autrement dit, si certains actifs liés à la production ont une valeur marchande dépassant la valeur comptable nette, ils doivent être utilisés pour compenser ceux dont la valeur marchande n'est pas supérieure à la valeur comptable nette.) Les coûts de transition sont répartis entre les différentes catégories de clients à peu près dans la même proportion que les coûts analogues récupérés le 10 juin 1996. Nul n'échappe au paiement des coûts de transition et une « clause de

protection » garantit aux ménages et aux petites entreprises le non dépassement du montant qui leur a été imputé. Les coûts de transition sont fondés sur les achats d'électricité de chaque client. Les clients qui changent de fournisseur doivent acquitter une taxe fixe égale à la valeur actuelle nette des coûts de transition qu'ils étaient encore tenus de payer (CPUC, 1997b). Bien que le but visé soit le remboursement de la majeure partie des coûts de transition avant la fin de l'année 2001, ceux qui concernent les consommateurs résidentiels et ceux qui sont liés à la réduction des tarifs de janvier 1998 ne le seront pas : pendant toute l'année 2002, les ménages et les petits commerces acquitteront des « montants fixes de transition », sous la forme d'une majoration du tarif, qui seront versés à une entité financière. Ces revenus serviront à financer les « émissions obligatoires liées à la réduction des tarifs », dont le produit couvrira les coûts de transition et les frais financiers correspondants. Ces frais de transition représentent un tiers environ des factures mensuelles dans le secteur résidentiel (EIA, 1998h).

3. STRUCTURE DU MARCHÉ

3.1. Définition du marché et pouvoir de marché

La libéralisation du secteur de l'électricité aux États-Unis a notablement accru le nombre de marchés et leur portée géographique. Le territoire du pays est trop vaste et le maillage du réseau de transport n'est pas assez serré pour qu'il existe un seul marché géographique.

Encadré 12. Questions clés quant au marché de l'industrie de l'électricité

Les réformes les plus fondamentales créent des marchés de l'électricité, certains services auxiliaires et des instruments de financement reposant sur l'électricité. Il serait possible aussi de créer des marchés des droits de transport. Si l'énergie électrique en tant que produit est homogène, elle se différencie selon le moment, la durée, le lieu et la fiabilité⁴⁹. Par exemple, le moment de la fourniture peut intervenir après plusieurs années ou dans l'heure suivante. Les marchés (ce qu'il est permis d'acheter et de vendre, les acteurs qui sont autorisés à y participer) sont définis par les réglementations. Si la réglementation n'est pas contraignante, le marché géographique de l'électricité est essentiellement déterminé par la congestion du réseau de transport et par les péages de transport, ainsi que, accessoirement, par les pertes en lignes⁵⁰. Ces facteurs ont eux-mêmes une grande influence sur le pouvoir de marché. La couverture géographique des marchés de l'électricité peut beaucoup varier à court terme : à mesure que l'on produit plus d'électricité, la congestion sur le réseau s'aggrave et la zone de desserte se rétrécit (les régions deviennent isolées), le nombre de fournisseurs potentiels d'électricité diminue (ce qui change la structure du marché) et le pouvoir de marché augmente.

Concentration du marché

Si les marchés de l'électricité sont appelés à devenir concurrentiels, la concentration de la propriété ou du contrôle des producteurs ne doit pas être excessive. Il est possible de favoriser la déconcentration en multipliant les lignes de transport entre régions, ce qui élargit la couverture géographique des marchés, et en encourageant les entreprises d'électricité à céder, sur un marché, leurs actifs de production ou des contrats de puissance à long terme à plusieurs propriétaires différents.

La concentration de la capacité de production ne permet pas toujours de prévoir avec précision le degré de concurrence sur un marché de l'électricité parce que certaines hypothèses fondamentales des modèles économiques qui conduisent à utiliser des indicateurs de concentration peuvent être contredites, et parce que ces indicateurs ne rendent pas compte des effets produits sur la concurrence par l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché et par l'intégration verticale. Premièrement, un certain nombre de concurrents éventuels, les entités publiques, ne s'efforcent pas de maximiser les bénéfices. Deuxièmement, de nombreux consommateurs ne sont pas attentifs au prix ; en fait, on leur facture très souvent une moyenne des prix du marché. Troisièmement, une institution qui se trouve au cœur du marché, l'opérateur du réseau, prend des décisions critiques au plan commercial sur la base de critères techniques plutôt que commerciaux. Chacune de ces réalités est loin de cadrer avec les hypothèses couramment utilisées dans les modèles de marchés ; en conséquence, le lien entre le pouvoir de marché et les indicateurs de concentration de la capacité est plus ténu que de coutume⁵¹.

En plus de ces carences, les indicateurs de concentration du marché laissent de côté les conditions d'entrée et le degré d'intégration verticale. L'entrée sur le marché dépend, à court terme, des contraintes de réseau et du coût d'opportunité de la capacité de production concurrentielle (à savoir, le bénéfice auquel on renonce si l'électricité n'est pas vendue sur un autre marché, mais plutôt sur le marché dont il est question ici). En cas de contraintes de réseau, les producteurs implantés à proximité d'un centre de consommation pourraient gagner à vendre au moins efficace des acquéreurs, en augmentant les contraintes de transport dans leur zone de desserte, ce qui entraînerait une « séparation » ou « isolement » par rapport à un marché plus vaste. Lorsque les installations de production et de transport appartiennent aux mêmes propriétaires et que la capacité de transport disponible ou les conditions d'accès au réseau peuvent subir leur influence, ces variables risquent d'être mises à profit pour fausser la concurrence sur les marchés de la production. La plupart des indicateurs de concentration sur lesquels reposent les modèles tablent implicitement sur l'hypothèse selon laquelle aucun acteur ne fera son entrée sur le marché et les marchés des moyens de production sont concurrentiels. Par conséquent, on peut mieux mesurer le pouvoir de marché à l'aide de modèles plus complexes qui tiennent explicitement compte des caractéristiques spécifiques du secteur de l'électricité, y compris les contraintes du transport.

Entrée sur le marché

L'entrée effective de nouveaux acteurs sur les marchés de la production réduit le pouvoir de marché en limitant la concentration des producteurs. Compte tenu des coûts irrécupérables importants à l'entrée et de la probabilité que les « meilleurs » lieux d'implantation soient occupés par des entreprises en place, il n'est valable d'envisager des entrées potentielles sur les marchés de l'électricité que dans quelques années, ou bien dans les cas où elles pourraient s'effectuer en utilisant des lignes de transport existantes et sans congestion, ou en s'installant assez près des lieux où la charge est appelée (concentration de consommateurs d'électricité).

Effets du côté de la demande

Sur les marchés de l'électricité, la demande a une influence sur le pouvoir de marché. En particulier, lorsqu'elle est moins élastique (c'est-à-dire qu'elle réagit moins aux variations des prix), les producteurs peuvent percevoir des prix plus élevés. En cas d'accès direct des consommateurs finaux au marché de l'électricité, on peut augmenter l'élasticité de la demande en leur donnant de meilleurs signaux des prix et en leur offrant les moyens de mieux y réagir (développement de la tarification horo-saisonnière et des contrats interruptibles, par exemple). Quant aux utilisations finales pour lesquelles l'accès au marché de l'électricité n'est pas direct, l'élasticité de la demande peut être accrue en modifiant la réglementation afin que les fournisseurs desservant une zone concédée aient plus d'incitations à se procurer l'électricité au plus bas coût possible sur le ou les marchés de gros de l'électricité et, par exemple, en alignant davantage le barème de tarification à la consommation finale sur les coûts.

Marchés des services auxiliaires

Certains services auxiliaires peuvent avoir des substituts relativement inhabituels : le réactif produit par les groupes pourrait être partiellement remplacé par des condensateurs ou autres moyens de compensation installés chez les consommateurs (Borenstein, 1995) ; on peut aussi réduire la demande de réserves supplémentaires en recourant davantage à des contrats interruptibles ou à des compteurs horo-saisonniers. Étant donné que la même infrastructure (groupes) peut fournir de la puissance ou certains services auxiliaires, il se produira des interactions importantes lorsqu'ils seront offerts à la fois sur les marchés. Comme la plupart des services auxiliaires assurés par les producteurs peuvent franchir une certaine distance, des marchés concurrentiels pourraient se développer. Cependant, d'autres services de ce type ne peuvent être assurés que sur de courtes distances : leurs marchés géographiques seront donc probablement de très faibles dimensions, ce qui laisse moins de chances pour que des marchés concurrentiels se mettent en place⁵² (DOE, 1998c).

Les marchés de l'électricité ont été étudiés dans quelques régions seulement aux États-Unis. Borenstein *et al* se sont penchés sur la Californie et la PJM Interconnection (dans la région centrale du littoral atlantique). Ils ont constaté que le pouvoir de marché était presque inexistant lorsque la demande était faible, mais qu'il s'exerçait dans certaines zones de ces deux régions lorsqu'une forte demande entraînait une congestion du réseau. Selon ces auteurs, « sur presque tous les marchés de l'électricité examinés par nous ou par d'autres, il y a peu de possibilités que s'exerce un pouvoir de marché aux heures creuses, quand la demande est faible. En revanche, sur de nombreux marchés, ces possibilités sont importantes pendant les heures de pointe » (Borenstein *et al.*, 1998).

Malgré les limites des indicateurs de capacité de production du point de vue prévisionnel, on peut dire qu'une forte concentration dans le secteur de la production et des congestions occasionnelles du réseau de transport entraîneront vraisemblablement un pouvoir de marché pendant les périodes de congestion. L'examen des États-Unis réalisé en 1998 par l'AIE a signalé plusieurs régions où s'exerce un pouvoir de marché :

- La région couverte par le Southwest Power Pool, où Entergy possède 68 % de la puissance installée totale et 80 % des centrales de pointe, et où les importations n'atteignent que 5 % des ventes totales (FT Energy World, 1998).
- Le Michigan, où Detroit Edison et Consumer's Power détiennent presque tous les actifs de production et de transport, et où les lignes de transport sont très chargées.
- La région desservie par Virginia Power, où cette entreprise contrôle la quasi totalité de la production et où la capacité maximum d'importations acheminées par le réseau de transport se limite à trois ou quatre GW, pour une charge de pointe de quelque 15 GW (Virginia SCC, 1997).

L'entrée sur les marchés de la production d'électricité prend principalement deux formes : d'une part, la construction de nouvelles centrales ou l'accroissement de la capacité des centrales existantes dans le cadre du marché du produit et du marché géographique existants, qui peut aussi servir à réduire les contraintes de transmission et ainsi élargir le champ géographique des marchés, et, d'autre part, la disponibilité accrue de la puissance installée en place du fait de la construction de nouveaux ouvrages de transport ou de l'augmentation de la capacité de transport existante (FTC, 1998*b*). A l'heure actuelle, on observe une tendance prononcée à l'entrée dans le secteur de la production : alors que seulement 10 % environ des actifs de production actuels sont détenus par des entreprises d'électricité qui n'ont pas vocation de service public, on estime que les actifs qui appartiendront à des producteurs indépendants représenteront 50 % du total de l'accroissement de la capacité de production qui devrait entrer en service dans la prochaine décennie (NYMEX).

Augmenter l'élasticité de la demande est une autre facteur de développement des marchés de l'électricité aux États-Unis. On y parvient en adoptant le comptage et la tarification variables en fonction des périodes de consommation, qui incitent les consommateurs finaux à réagir aux variations du prix et leur donnent les moyens de le faire. Tant que les consommateurs ne peuvent pas choisir leur fournisseur et doivent acquitter le prix moyen de l'électricité, les compteurs horo-saisonniers étant assez onéreux, les fournisseurs ne sont pas encouragés à séparer les consommateurs dont la demande est élastique par rapport au prix de ceux pour qui elle l'est moins. Or, lorsqu'il y a concurrence entre fournisseurs, ceux-ci ont intérêt à adopter la tarification et les compteurs horo-saisonniers pour distinguer les consommateurs qui modulent leur demande en fonction des prix, car ils peuvent les approvisionner à plus bas coût que le consommateur moyen en leur proposant une tarification variable en fonction de la période de consommation. Les États les plus réformateurs qui octroient à tous les consommateurs finaux l'accès direct aux marchés de l'électricité devraient ainsi réussir à augmenter l'élasticité de la demande et à favoriser les innovations en matière de tarification pour mieux informer les consommateurs finaux sur le coût marginal de leurs choix.

3.1.1. *Transparence des marchés*

Quand on évoque la transparence des marchés, il peut s'agir aussi bien des marchés de l'électricité que des marchés du transport. La transparence des marchés de l'électricité est plus grande quand le public est mieux informé sur les prix de l'électricité commercialisée -- sur le marché spot, ou dans le cadre de contrats bilatéraux. En général, les prix pratiqués dans les contrats bilatéraux ne sont pas divulgués, mais un marché spot bien établi, comme le Power Exchange en Californie, offre notamment l'avantage de renseigner immédiatement le public sur les prix d'équilibre du marché. Les flambées des prix observées dans le Midwest au cours de l'été 1998 (jusqu'à 7.50 dollars/KWh, peut être 200 fois plus que la moyenne, pour un contrat horaire) sont en partie attribuées à l'absence d'un marché spot, large, centralisé et, selon l'une des recommandations formulées pour réduire la probabilité que ce phénomène ne se reproduise et en limiter l'ampleur, il faudrait créer un marché de ce type (FERC, 1998b). Étant donné que l'on ne sait pas très bien comment fonctionneront les marchés dans le secteur de l'électricité aux États-Unis, il a été proposé de réglementer strictement la communication d'informations sur les marchés, ce qui permettrait aux instances de réglementation de détecter un pouvoir de marché s'il était exercé. Ces informations ne devraient pas être diffusées de façon à encourager un parallélisme dans la tarification, c'est-à-dire une coordination de la fixation des prix (sans toutefois qu'un accord soit véritablement conclu) entre entreprises d'électricité de service public.

Aux États-Unis, les marchés du transport sont devenus plus transparents à la faveur de l'Ordonnance 889 de la FERC et d'autres réglementations qu'elle a édictées, qui garantissent la publication des tarifs d'accès de tiers au réseau et d'informations en temps réel sur la disponibilité du réseau de transport. Dans d'autres régions, notamment dans la zone de desserte de la PJM Interconnection, les droits fixes de transport font l'objet d'échanges sur le marché.

Encadré 13. **Transparence des marchés**

Lorsque les échanges ont essentiellement lieu dans le cadre de transactions bilatérales qui ne sont pas rendues publiques, il y a peu de transparence des prix. De ce fait, les instances de réglementation ont du mal à détecter des prix excessivement élevés et les entités économiques éprouvent des difficultés à prendre des décisions rationnelles d'entrée sur le marché ou de développement. L'anonymat et la visibilité des échanges d'instruments financiers propres à l'électricité, accompagnés d'une divulgation immédiate des prix, donnent des références de prix et en assurent la transparence, tout en conférant au marché une liquidité qui permet aux producteurs, aux consommateurs et aux intermédiaires de mieux gérer le risque⁵³. On peut, par exemple, se couvrir contre le risque de variations des prix relatifs de l'électricité et du gaz ainsi que des prix relatifs de l'électricité selon l'endroit.

3.1.2. *Échanges internationaux*

Des échanges internationaux d'électricité ont lieu avec le Canada et le Mexique, mais c'est entre les États-Unis et le Canada qu'ils sont le plus importants. Le Canada exporte localement de grandes quantités d'électricité à destination de certaines régions des États-Unis ; on peut citer notamment les exportations du Québec à destination des grandes villes situées dans le nord-est du pays, assurées par Hydro-Québec. Par rapport à la production totale d'électricité des États-Unis, qui dépasse 3 500 TWh, les importations sont faibles, bien qu'elles ne soient pas négligeables pour les Canadiens. Cependant, les États-Unis n'étant pas un marché unique de l'électricité, une comparaison des statistiques à l'échelon national est peu significative. Le tableau ci-après présente une récapitulation de données.

Tableau 3. **Importations d'électricité 1990-1996, en térawattheures**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Importations							
États-Unis	22.6	30.8	37.2	39.1	52.2	46.8	46.5
Mexique	0.6	0.6	1.0	0.8	1.1	1.2	1.3
Canada	19.4	7.9	7.9	9.8	6.5	8.0	7.7
Exportations							
États-Unis	20.5	8.5	8.9	10.7	7.6	9.1	9.0
Mexique	2.0	2.1	2.0	2.0	2.0	2.3	1.3
Canada	20.1	28.7	35.2	37.1	50.2	44.5	45.3

Source : Energy Information Agency, ministère de l'Énergie des États-Unis, International Electricity Data, sur le site <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/contents>.

Les autorités canadiennes chargées des échanges ont pris connaissance de l'obligation de réciprocité prévue par l'Ordonnance 888 de la FERC. A ce titre, pour l'essentiel, une entreprise d'électricité de service public qui souhaite utiliser une autre transmission, offre un accès à cette entreprise. Cette obligation, qui visait peut-être, au départ, les entreprises d'électricité de service public des États-Unis, a toutefois eu des conséquences également pour les compagnies d'électricité canadiennes. En particulier, elle a été appliquée par la FERC pour imposer aux entreprises d'électricité canadiennes qui souhaitent vendre leur électricité aux États-Unis aux tarifs du marché de faire des offres de tarifs d'ATR.

L'application du critère de réciprocité de l'Ordonnance 888 a eu différentes incidences sur les entreprises d'électricité canadiennes. Les entreprises provinciales dans le Manitoba, au Québec et en Colombie britannique, provinces où les exportations d'énergie sont une activité essentielle, la production d'électricité très compétitive et les transits de gros négligeables (de ce fait, on a considéré que l'ouverture de l'accès aux lignes de transport n'exercerait guère de pression concurrentielle susceptible de faire perdre des parts de marché), ont choisi de respecter l'obligation de réciprocité de la FERC pour accéder au marché de gros des États-Unis.

Cependant, pour une autre entreprise d'électricité provinciale -- Ontario Hydro --, la question de la réciprocité s'est posée très différemment. Dans l'Ontario, les caractéristiques du secteur sont radicalement différentes de celles des États-Unis, aussi la province n'était-elle pas à même de se conformer à l'obligation de réciprocité⁵⁴ et elle s'est vu refuser l'accès au marché de gros des États-Unis. Ontario Hydro a ensuite contesté le pouvoir de la FERC d'imposer l'ATR comme condition pour l'entrée des Canadiens sur le marché américain, litige dont sont actuellement saisis les tribunaux aux États-Unis. Entre-temps, Ontario Hydro a fait valoir que les entreprises d'électricité américaines implantées à la frontière ont pu exercer un pouvoir de marché à son encontre en refusant de vendre des services de transport.

Ces types de restrictions, propres à ce secteur, peuvent être dictés par des objectifs légitimes d'intérêt général. On peut toutefois se demander à juste titre si ces objectifs nationaux légitimes ne peuvent pas être atteints par des moyens moins restrictifs⁵⁵.

3.1.3. *Marchés financiers*

Les contrats financiers fondés sur l'électricité sont négociés à la New York Mercantile Exchange, qui est aussi la bourse pour les contrats concernant le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés et le gaz, ainsi que quelques autres échanges. Des contrats d'électricité à terme sont échangés depuis 1997. A l'origine, ils étaient établis sur la base de deux localisations nominales dans l'Ouest du pays (au point d'interconnexion des réseaux Californie-Oregon et au poste de Palo Verde, en Arizona), mais il en existe maintenant dont les lieux nominaux se trouvent partout ailleurs dans le pays et d'autres s'y ajoutent progressivement. Il existe également des contrats d'options. Bien que les contrats prévoient la livraison physique, la proportion effectivement fournie avoisine 1 % seulement (NYMEX).

Les contrats financiers peuvent être utilisés pour réduire le risque lié aux prix du marché. Compte tenu du développement des transactions sur les marchés spot, les entreprises d'électricité et les consommateurs finaux souhaitent réduire les aléas auxquels cette tendance les expose. Par exemple, une entreprise d'électricité peut acheter un instrument financier qui la place dans la position inverse à celle qu'elle occupe sur le « marché au comptant » ; elle prend ainsi une assurance sur le prix qu'elle obtiendra pour l'électricité. Les instruments financiers peuvent même être utilisés pour faire supporter le risque par des entités qui ne soient ni des entreprises d'électricité de service public ni de gros consommateurs finaux d'électricité.

Encadré 14. **Marchés financiers**

Les contrats financiers offrent aux producteurs, aux consommateurs et aux intermédiaires des possibilités beaucoup plus grandes de gérer le risque du marché. L'échange de ces contrats financiers sur un marché public et anonyme, avec une divulgation immédiate des prix, donne des références de prix et en assure la transparence, tout en créant un marché liquide qui permet de mieux gérer le risque. Des exemples de risques contre lesquels on peut se couvrir sont ceux de variation des prix relatifs de l'électricité et du gaz ainsi que des prix relatifs de l'électricité selon l'endroit.

3.2. *Opérateurs indépendants du réseau : une nouvelle institution du marché*

Un certain nombre de moyens visant à organiser la transmission régionale sont à l'étude ou en vigueur. Ils comprennent des opérateurs indépendants du réseau (ISOs) et des compagnies de transmissions (transcos). Les ISOs sont des institutions récemment créées, conçues pour garantir un accès non discriminatoire au réseau de transport, même lorsque celui-ci appartient à des entreprises de service public verticalement intégrées, et pour assurer la fiabilité du système électrique en permanence. Quatre opérateurs indépendants du réseau ont été approuvés, certains sous condition, en juillet 1998 : ils opèrent en Nouvelle-Angleterre, dans les États de la région centrale du littoral atlantique -- la PJM Interconnection --, en Californie et dans l'État de New York. Un certain nombre d'autres ISOs sont à l'étude. Il est important de relever que ces ISOs sont hétérogènes et différents à de nombreux égards. Il est intéressant de noter que les préoccupations concernant la fiabilité et la concurrence ont conduit à se pencher sur la question d'un éventuel regroupement des opérateurs indépendants du réseau afin qu'il n'y en ait que trois pour desservir les 48 États contigus (FTC, 1998b). Une transco combine la propriété du réseau et la responsabilité d'une ISO.

La structure décisionnelle des opérateurs indépendants du réseau (ISO) doit respecter un équilibre délicat entre le maintien de l'indépendance à l'égard des producteurs, des propriétaires des installations de transport et des consommateurs, d'une part, et l'accès à des compétences techniques suffisantes pour garantir une exploitation sûre et fiable du réseau, de l'autre (pour une bonne part, ce sont les entreprises d'électricité de service public verticalement intégrées qui disposent de ces compétences techniques). Les opérateurs indépendants du réseau doivent être indépendants des entreprises d'électricité de service public verticalement intégrées et perçus comme tels ; dans le cas contraire, non seulement des producteurs indépendants hésiteront à investir sur le territoire de desserte de l'opérateur, mais il y a aussi un risque de discrimination pour l'extension du réseau et l'accès au réseau, qui dissuaderait des entreprises de se lancer sur ce marché.

La Nouvelle-Angleterre, la PJM et la Californie ont étudié ces aspects décisionnels. Les deux premiers ont mis en place un système à deux niveaux, dans lequel un conseil d'administration indépendant dont les membres ne détiennent pas de participations au capital ni ne sont affiliés à des participants du marché, est conseillé par des commissions où les parties prenantes sont représentées (FERC, 1998). En Nouvelle-Angleterre, on est ainsi passé à un mode de contrôle plus large qu'avec le NEPOOL, qui gérait précédemment le réseau. En Californie, l'opérateur indépendant du réseau et celui du marché spot sont l'un et l'autre contrôlés par une commission dont les membres sont désignés au niveau politique ; l'opérateur indépendant du réseau de Nouvelle-Angleterre (ISO-NE) est placé sous le contrôle de l'instance de réglementation de l'État.

Les opérateurs indépendants du réseau peuvent avoir des responsabilités différentes. Par exemple, la PJM assure le dispatching central, préserve la stabilité et la fiabilité du réseau, gère la tarification de l'ATR, facilite le fonctionnement du marché spot et est chargée des opérations comptables concernant les services de transport de l'énergie et les services auxiliaires [PJM]. L'ISO-NE, dans les États du nord-est, a des responsabilités analogues, à l'exception des fonctions comptables. Par contre, en Californie, le Cal-ISO est chargé de la conduite du réseau de transport, mais non du dispatching central ; il vérifie toutefois l'ordre d'appel des groupes de production, établi par le PX (marché spot) en fonction des coûts marginaux croissants pour réduire les coûts au minimum, afin d'assurer une exploitation viable et au moindre coût du réseau de transport.

Bien que la FERC n'ait pas imposé la création des opérateurs indépendants du réseau, elle l'a encouragée et elle définit les principes régissant leur approbation. Pour l'essentiel, un opérateur indépendant du réseau devrait avoir une structure décisionnelle équitable et non discriminatoire, offrir le libre accès au réseau de transport et aux services dont il est chargé, appliquer des politiques de tarification des services de transport et des services auxiliaires qui favorisent l'utilisation rationnelle des moyens de transport, de production et de consommation et encouragent l'investissement dans ces installations, et il devrait être responsable de la fiabilité à court terme dans sa zone de desserte (FERC, 1996a, pp. 280-286). Il n'appartient pas nécessairement à l'opérateur indépendant du réseau d'accroître la capacité du réseau de transport.

Un aspect du pouvoir de décision n'est pas encore vraiment résolu, à savoir comment inciter un opérateur indépendant du réseau à exercer ses fonctions de manière efficiente et à prendre les décisions d'investissement appropriées au plan économique pour le développement du réseau de transport. Si un régulateur indépendant a du mal à détecter une discrimination indirecte, il est concevable que le conseil d'administration d'un opérateur indépendant du réseau ne puisse pas suivre et contrôler sans difficulté les mêmes activités. Une transco au sein de laquelle la propriété du réseau de transmission et l'ISO sont aux mêmes mains, serait de nature à réduire certains de ces problèmes d'incitation. Personne, cependant, n'a encore mis au point de réglementations garantissant à une transco la faculté de dénicher les meilleurs investissements et de les réaliser. La difficulté de définir des règles d'opération pour les ISOs demeurerait même dans une transco dans la mesure où leurs objectifs continueront à diverger de l'objectif socialement optimal : la transco cherchera à faire des profits tandis que les règles d'opérations chercheront à minimiser les coûts du système.

L'étendue de la zone desservie par un opérateur indépendant du réseau peut aussi avoir une influence sur son efficacité. Si elle est limitée, il risque de se heurter à deux problèmes pour préserver la fiabilité du réseau : d'une part, une déconcentration insuffisante de la production (d'où des problèmes de position dominante sur le marché de la production) et, d'autre part, un manque de diversité des moyens de production (nombre et types de groupes). La cession des actifs de production à plusieurs propriétaires différents permet d'éviter l'exercice d'un pouvoir de marché ou d'une position dominante dans la zone desservie par un opérateur indépendant du réseau. (Elle peut aussi présenter l'avantage d'améliorer la structure décisionnelle). En outre, un opérateur indépendant du réseau couvrant un territoire plus vaste, dans la mesure où il a plus intérêt à renforcer les lignes de transport dans sa zone de desserte afin d'éviter les goulets d'étranglement sur le réseau, peut améliorer la fiabilité globale du système. Ainsi qu'il a été signalé plus haut, il a été proposé que les 48 États contigus soient desservis, à terme, par trois opérateurs indépendants du réseau seulement.

La structure institutionnelle des opérateurs indépendants du réseau évolue encore, en tenant compte des résultats concrets obtenus sur les marchés des États-Unis. Certes, à partir de l'analyse des incitations des participants, on a pu cerner certaines des limites de la structure institutionnelle possible, mais aucun opérateur indépendant du réseau n'a encore exercé son activité assez longtemps pour que l'on puisse en déduire de façon concluante que cette nouvelle institution remplira ses promesses dans la

pratique. En conséquence, même lorsqu'une réforme n'impose pas la cession d'actifs de production pour séparer la production du transport, il importe de prévoir la possibilité de le faire, au cas où un opérateur indépendant du réseau ne donnerait pas, dans la pratique, les résultats voulus en matière d'exploitation et d'investissement.

4. PERFORMANCES

4.1. Prix, coûts et productivité

Aux États-Unis, les prix de l'électricité sont bas en comparaison des autres pays de l'OCDE. En 1996, les recettes moyennes par kWh (s'agissant des ventes aux consommateurs finaux) ont représenté 7.12 cents pour les entreprises d'électricité privées à vocation de service public (soit 75 % environ des quantités totales vendues), 6.01 cents pour les entreprises de service public à capitaux publics, 6.74 cents pour les coopératives et 2.52 cents pour les ventes aux consommateurs finaux des entreprises d'électricité fédérales de service public, qui sont très limitées. Selon l'AIE, en 1996, les recettes moyennes par kilowattheure imputables aux consommateurs industriels étaient de 0.046 dollar aux États-Unis, contre 0.056 dollar dans l'ensemble de l'OCDE (compte tenu des parités de pouvoir d'achat), les chiffres correspondants étant respectivement, pour les ménages, de 0.084 dollar et de 0.104 dollar (AIE, 1998b). (Étant donné le poids considérable des États-Unis dans les moyennes de l'OCDE et vu que les prix y sont très inférieurs à la moyenne, cette comparaison sous-estime les écarts de prix avec d'autres pays.) Étant donné que les entreprises d'électricité de service public ont été réglementées de manière à ce que les recettes couvrent les coûts (compte tenu d'un taux « équitable » de rentabilité de l'investissement) et que celles qui opèrent sur les marchés libéralisés sont privées (donc, au fil du temps, leurs recettes doivent dépasser leurs coûts), les bas prix de l'électricité impliquent que les coûts de production et de fourniture de l'électricité sont faibles.

Ces prix moyens masquent, néanmoins, des variations de taille dans les coûts de production et en matière d'efficacité entre les producteurs. À l'intérieur des États-Unis, les coûts de construction d'installations de production comparables présentent des disparités notables, tant pour les centrales nucléaires que pour celles à combustibles fossiles. De même, les entreprises d'électricité adoptent les nouvelles technologies à des rythmes très différents (Joskow, 1997). Par conséquent, il existe des possibilités d'amélioration de l'efficacité économique productive dans le secteur à moyen ou à long terme.

Les statistiques sur les recettes moyennes par kilowattheure ne font pas ressortir la structure des prix. Celle-ci, décrite plus haut, peut avoir une grande influence sur l'efficacité économique par ses effets incitatifs ou dissuasifs sur les achats, lorsque la valeur marginale d'un incrément d'énergie fourni au consommateur final est supérieure à son coût marginal. Pour l'heure, la tarification polynôme et variable selon la période de consommation n'est pas généralisée ; c'est le système de tarification classique, fondé sur le « coût comptable moyen complet », qui prédomine encore. En conséquence, il peut se produire de grandes pertes d'efficacité allocative. On estime que les prix seraient de six à 13 % plus bas avec une tarification au coût marginal, et non au coût moyen (EIA, 1997f), d'où la possibilité de réaliser des gains importants d'efficacité allocative.

Au cours des deux décennies écoulées, les gains d'efficacité économique ont été substantiels, puisque le volume des échanges entre entreprises d'électricité et le nombre de producteurs indépendants d'électricité se sont accrus. Les coûts d'exploitation et d'entretien, hors combustible, (main-d'œuvre, rente, lubrifiants, réfrigérants, chaux et autres fluides de service nécessaires au fonctionnement de centrales) ont diminué de 22 % entre 1981 et 1995. Le nombre de personnes employées par mégawatt de puissance installée a baissé de 20 % au cours de cette période (EIA, 1998g). Les coûts de main-d'œuvre par

kilowattheure ont été ramenés de quelque 0.7 cent par kWh en 1986 à environ 0.5 cent par kWh en 1995 (EIA, 1997e, figure 17). Les taux de disponibilité moyens des centrales à charbon sont passés de 76 % à 81 % entre 1984 et 1993 (EIA, 1997f).

4.2. Performances environnementales

L'évaluation des performances environnementales est un autre moyen de mesurer les résultats obtenus en regard des objectifs des États-Unis. Les émissions des centrales à combustibles fossiles exploitées par des entreprises d'électricité de service public ajoutées à celles des compagnies n'ayant pas vocation de service public d'une puissance supérieure à un MW ont représenté au total 6.2 tonnes de SO₂, 4.0 tonnes de NO_x et 1 198 tonnes de CO₂. S'agissant des émissions de CO₂ en 1995, les États-Unis en ont rejeté 0.86 kg par dollar de produit intérieur brut, chiffre à mettre en regard avec la moyenne de l'ensemble de l'OCDE de 0.60 kg/dollar (aux prix et aux taux de change de 1990). (Les données comparables concernant les pays Membres des régions Europe et Pacifique de l'OCDE sont, respectivement, 0.46 kg/dollar et 0.41 kg/dollar) (AIE, 1997).

Selon les prévisions, la valeur des externalités environnementales imputables aux émissions de SO₂ et de NO_x devrait varier d'un endroit à l'autre, d'où la difficulté à interpréter une simple somme des émissions.

4.3. Fiabilité et sécurité

Les résultats des États-Unis (et du Canada) en matière de fiabilité, tels qu'ils ont été évalués par le *North American Electric Reliability Council*, sont satisfaisants. (Selon la norme du NERC, aucun consommateur ne devrait subir plus d'une coupure de courant en dix ans.) Selon les prévisions, la fiabilité sera suffisante dans les trois à cinq prochaines années, compte tenu toutefois de certains problèmes à court terme dans les régions où l'indisponibilité de certaines tranches nucléaires pourrait occasionner des pénuries de capacité pendant les périodes de pointe. Cependant, peu d'investissements ont été consacrés dans les dix dernières années à renforcer le réseau de grand transport. En outre, les délais nécessaires pour planifier, choisir le site, obtenir les autorisations nécessaires et construire de grands ouvrages de transport deviennent de plus en plus longs [NERC, 1997c). A l'échelon national, les marges de capacité étaient de 18.9 % en période de pointe en été et de 28.7 % pour les pointes hivernales [EIA, 1998f).

Les États-Unis ont une palette énergétique diversifiée, comme le montre le tableau 1. Faute d'informations plus précises sur le coût du changement de utilisée, sur le coût de la production d'électricité à partir de diverses formes d'énergie et sur les fluctuations des prix des combustibles, il est difficile de déterminer si les sources d'énergie employées pour produire l'électricité sont assez diversifiées. Cependant, des mécanismes d'incitation à la diversité énergétique sont en place : aux États-Unis, il n'y a pas de restrictions du choix des formes d'énergie utilisées, celles-ci peuvent être achetées, et le sont, sur des marchés liquides, les marchés des instruments financiers dérivés de certains combustibles et de l'électricité se développent, les échanges d'électricité entre entreprises d'électricité sont importants et, de plus en plus, la concurrence s'instaure au niveau des ventes directes d'électricité aux consommateurs finaux. D'après les quatre premiers facteurs susmentionnés, on peut supposer que les entreprises d'électricité de service public sont en mesure d'assurer une diversité énergétique appropriée ; en outre, elles ont intérêt à le faire parce que la concurrence à la distribution finale s'intensifie.

4.4. *Autres aspects des performances*

Les moyens d'évaluer les performances que l'on vient d'évoquer sont relativement statiques. Une autre facette des performances d'un secteur est son aptitude à faire face à des événements imprévus. La vigueur du marché et du régime réglementaire en évolution n'est plus à démontrer, même si les résultats n'ont pas atteint un niveau optimal pendant les flambées des prix observées au cours de l'été 1998. En juin 1998, un certain nombre de facteurs conjugués — conditions météorologiques, arrêts temporaires de groupes de production et contraintes de réseau — ont provoqué des hausses des prix spectaculaires dans le Midwest. Au point culminant de cette envolée, une proportion importante des achats d'une heure sur l'autre se sont effectués à des prix compris entre 3 000 et 6 000 dollars, et un prix horaire a atteint 7 500 dollars/MWh. Certains mécanismes du marché n'ont pas correctement fonctionné. Malgré tout, les quantités d'électricité fournies ont été suffisantes. Pour faire face à cette défaillance du marché, il a été proposé de modifier les tarifs et les institutions⁵⁶.

Dans l'ensemble, les performances du secteur de l'électricité aux États-Unis, comparées à celles d'autres pays de l'OCDE et du point de vue des objectifs déclarés de l'administration, sont satisfaisantes⁵⁷. Les prix sont bas, par rapport à ceux pratiqués dans d'autres pays ; étant donné que les recettes des entreprises d'électricité privées à vocation de service public qui sont réglementées doivent être égales aux coûts, et que c'est le type d'entreprise qui prédomine, on peut penser que le secteur de l'électricité américain est relativement efficace. Du point de vue des objectifs d'environnement, l'action engagée pour abaisser les émissions de SO₂, de NO_x et d'autres gaz nocifs est considérable. Cependant, les États-Unis ont peu fait pour réduire les émissions de CO₂. En outre, les performances mesurées en termes d'efficacité énergétique par habitant et par unité de PIB sont médiocres, en regard des pays de l'AIE. A l'heure actuelle, la fiabilité est satisfaisante, mais l'on peut craindre que les investissements dans le réseau de transport soient insuffisants à long terme.

5. CONCLUSIONS ET ACTIONS ENVISAGEABLES POUR LA RÉFORME

5.1. *Évaluation générale des atouts et des faiblesses actuels*

Les États-Unis ont sensiblement progressé dans la réforme de leur régime réglementaire du secteur de l'électricité et sont en voie d'atteindre nombre de leurs objectifs, mais leur tâche n'est pas encore achevée. Les réformes actuellement envisagées, si elles sont adoptées, permettront probablement d'atteindre nombre des objectifs économiques prévus pour ce secteur, mais il faudra peut-être redoubler d'efforts pour ceux qui concernent l'environnement. Les conditions pour assurer la protection sociale sont réunies, par exemple en matière de subventions aux consommateurs défavorisés et de protection des consommateurs. La légitimité de la réforme a été préservée grâce à la large participation des parties intéressées, mais aussi parce que les débats, la prise de décisions et les explications les concernant ont été largement ouverts au public : l'issue en sera peut-être optimale. Il reste toutefois certains volets de la réforme à mener à terme, qui touchent principalement l'exploitation du réseau de transport et les investissements dans le réseau, le fonctionnement du système, la récupération des coûts « échoués » et la concurrence au niveau des ventes aux consommateurs finaux (« concurrence sur le marché dit de détail »), qui ont des répercussions sur l'efficacité économique et la fiabilité.

La réforme du secteur de l'électricité américain semble bien engagée pour améliorer l'efficacité économique. Depuis plusieurs années, les échanges d'électricité entre compagnies d'électricité de service public entraînent déjà des gains d'efficacité. Néanmoins, pour conforter ces échanges, les réformes fédérales pourraient être intensifiées afin de garantir un accès efficace et non discriminatoire au transport et la poursuite des investissements dans le réseau⁵⁸. L'abandon d'une réglementation économique fondée sur le principe du coût majoré au profit d'une plus forte concurrence aux niveaux de la production et de la vente aux consommateurs finaux, assortie d'une réglementation du transport et de la distribution fondée

sur les résultats, devrait augmenter les incitations à l'entrée efficiente de nouveaux concurrents utilisant les nouvelles technologies, afin de réduire les inefficiences économiques internes, de fixer les prix de façon plus rationnelle (c'est-à-dire en tenant compte du coût et de la valeur pour l'acheteur) et de proposer de nouveaux produits qui répondent mieux aux besoins des consommateurs finaux.

Cependant, tous les consommateurs finaux n'ont pas encore accès aux marchés de l'électricité (« la concurrence sur le marché dit de détail » n'est pas encore tout à fait instaurée). En fait, c'est à ce niveau que l'hétérogénéité des réformes américaines se remarque le plus et entraîne les plus grandes conséquences, non seulement directement, mais aussi parce qu'elle se répercute sur d'autres changements de la réglementation. Les disparités entre États tiennent, en partie, à ce qu'ils se trouvent à des étapes différentes sur des trajectoires de réforme analogues, mais aussi à des divergences de vues sur la question de savoir si la concurrence au niveau de la vente aux consommateurs finaux est vraiment la voie que l'on souhaite suivre pour chaque État. Certes, les institutions fédérales ont une influence, mais il appartient en dernier ressort aux législatures des États de décider s'ils autorisent ou non la concurrence à ce niveau. Il est difficile de parvenir à une décision qui s'applique à tout le pays en raison du partage des responsabilités entre le gouvernement fédéral et les États.

L'hétérogénéité des réformes du secteur de l'électricité aux États-Unis ouvre des possibilités et entraîne des coûts. Elle donne notamment l'occasion d'accélérer l'innovation en matière de réglementation à la faveur de l'apprentissage découlant du parallélisme des réformes lancées dans les différents États, qui n'en sont pas pour autant identiques, et elle permet de mieux concevoir la réforme en prenant en considération la situation de départ. Parmi les coûts, on peut citer ceux qu'entraîne la création d'interfaces entre les différents régimes de réglementation, les pertes d'efficacité sur des marchés régionaux où il faut respecter plusieurs régimes réglementaires différents et les coûts accrus de mise en conformité lorsque des entreprises d'électricité sont soumises à des régimes divers. La conclusion de pactes régionaux pour réglementer ce secteur, là où les régions coïncident avec les marchés géographiques de l'électricité, pourrait réduire certains de ces coûts, tout en préservant la souplesse et l'hétérogénéité qui sont propices à l'innovation en matière de réglementation. FERC, en effet, tend à mettre en œuvre ce type de solution avec sa règle « *Notice of proposed Rulemaking* » concernant les entreprises régionales indépendantes de transmission. Transférer à la FERC l'autorité du DOE pour organiser les régions à des fins de fiabilité peut accélérer ce processus.

Quant à l'évaluation des coûts « échoués », il semble se dessiner une convergence vers un mécanisme permettant aussi que la structure des prix d'après la transition encourage la concurrence, en chiffrant la valeur marchande des actifs à l'aune du prix auquel ils sont effectivement cédés. Les ventes d'actifs se multipliant, leurs prix peuvent être utilisés pour estimer plus exactement la valeur marchande des actifs qui, en fin de compte, ne seront pas cédés. Cependant, la récupération des coûts « échoués » n'est pas toujours conçue aux États-Unis pour atténuer le plus possible les distorsions. Deux types de distorsions sont possibles : des achats excessifs (insuffisants) d'électricité et des entrées sur le marché trop nombreuses (trop rares). Si l'on recouvre les coûts « échoués » au moyen d'une redevance variable en fonction de la consommation (c'est-à-dire sur la base du kilowattheure), la redevance produit un effet comparable à celui d'une taxe, ce qui entraîne des achats d'électricité insuffisants. S'il est possible d'éviter de payer les coûts « échoués », les entrées sur le marché risquent d'être trop nombreuses car les nouveaux entrants, même si leurs coûts étaient plus élevés que ceux des entreprises en place, seraient à même de vendre de l'électricité à des consommateurs pouvant se soustraire à ce paiement. En revanche, il est possible que trop peu de nouveaux acteurs entrent sur le marché si les coûts du changement de fournisseur sont élevés pour les consommateurs. Si les coûts « échoués » dépendent des prix effectivement pratiqués sur le marché, alors, les acteurs sur le marché auront une incitation à baisser les prix, en excluant les entrants, et à recevoir leur paiements à travers une récupération plus élevée des coûts échoués. Au-delà de ces problèmes, la question de la récupération des coûts « échoués » est essentiellement politique et ne peut être résolue que par la négociation.

La structure de la tarification du transport, qui n'a fait l'objet que d'une réforme partielle, doit être complémentaire de l'organisation du dispatching (c'est-à-dire l'appel ou non de chaque unité de production et la façon de le faire) ainsi que de décisions d'investissement dans les installations de transport. La tarification nodale n'a été adoptée que dans certaines régions et elle est mise à l'essai ailleurs ; dans le reste du pays, c'est la tarification par zones ou selon d'autres formules encore éloignées des méthodes induisant un comportement efficient à court terme, qui reste en place. Bien que la tarification nodale puisse en théorie fournir des signaux permettant des opérations et des investissements efficients dans les installations de transport, la question de la mise en œuvre demeure comme pour tout système de tarification de la transmission. De plus, il n'est pas évident qu'un système de tarification seul, quel qu'il soit, permettra de surmonter les difficultés de nature réglementaire posées par l'installation de nouvelles lignes de transmission.

Parallèlement, la réforme de la structure des prix proposés aux consommateurs finaux n'en est qu'à ses débuts, alors qu'elle pourrait stimuler une utilisation plus rationnelle de l'électricité. L'efficience économique allocative⁵⁹ est la plus élevée lorsque le prix est égal au coût marginal *social*⁶⁰, qui correspond à la somme de la valeur des externalités, environnementales et autres, et du coût marginal de l'électricité fournie. Au-delà de la difficulté que pose le calcul de la valeur des externalités, le coût marginal de l'électricité fournie n'a pas de rapport avec les coûts « échoués », et il varie en fonction de la période de consommation (il est bas lorsque la demande est faible, élevé lorsque la demande est forte). C'est pourquoi, on pourrait rapprocher les prix du coût marginal en récupérant les coûts « échoués » par le biais d'une redevance qui ne varie pas en fonction de la consommation (un élément « fixe » d'un tarif polynôme), au lieu du contraire. De façon analogue, l'adoption d'une tarification variable en fonction de la période de consommation offrirait des incitations à construire plus d'installations pour répondre aux pointes de la demande là où le besoin s'en fait sentir et encouragerait les consommateurs à décaler leur demande en dehors des périodes de pointe. Le changement de barème de tarification a, incontestablement, un coût fixe : pour choisir entre différents systèmes, les consommateurs finaux compareront les avantages associés à une tarification variable en fonction des périodes de consommation au coût fixe des compteurs horo-saisonniers⁶¹, auquel s'ajoute, par exemple, le surcoût des appareils électroménagers « intelligents ». Il est donc probable que l'adoption d'une tarification différenciée selon les périodes de consommation, parmi les différents barèmes proposés, n'accroîtra pas beaucoup l'élasticité de la demande dans l'immédiat, mais elle peut produire cet effet au fil du temps.

A la faveur de la concurrence, de nouveaux produits sont d'ores et déjà offerts aux consommateurs finaux. Par exemple, les gros consommateurs finaux se voient proposer des contrats interruptibles, en vertu desquels l'entreprise d'électricité peut interrompre leur approvisionnement électrique au gré de ses besoins en contrepartie de plus bas prix. (Autrement dit, un prix explicite est attribué à la fiabilité.) Dans certains États, les consommateurs finaux peuvent acheter de l'électricité « verte » : le principe veut qu'un pourcentage déterminé d'énergie électrique soit produit à partir de formes d'énergie (renouvelables) spécifiées. Une plus grande liberté dans la structure de tarification peut stimuler l'apparition de nouveaux produits, tenant compte des investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique et de certains instruments financiers (d'où un prix à part correspondant au risque de fluctuation des prix d'électricité).

A défaut d'attribuer un prix explicite à la fiabilité, la concurrence accrue, conjuguée à un assouplissement de la réglementation fondée sur le coût majoré, risque de nuire à la fiabilité à moyen et à long termes. La proposition de l'administration remédierait en grande partie à ce problème en favorisant l'auto-réglementation obligatoire par l'entremise de la *North American Electric Reliability Organisation*, qui, aux États-Unis, est sous la tutelle de la FERC.

Les réformes contribueront sans doute à la réalisation des objectifs de protection de l'environnement, quoique l'on ne sache pas bien jusqu'à quel point. Elles auront principalement des effets favorables sur l'environnement en incitant à utiliser le gaz de préférence au charbon pour produire l'électricité si, de ce fait, les émissions par kilowattheure sont moindres (FERC, 1996*a*). Les groupes alimentés au gaz prédominent dans le nouveau parc de production : d'ici à plusieurs années, il est annoncé que trois quarts environ de la nouvelle puissance installée fonctionneront au gaz (Tableau 17, EIA, 1998*e*). Ce sont les progrès passés de la concurrence entre producteurs qui ont provoqué cette tendance, aussi devrait-elle se poursuivre parallèlement à l'intensification de la concurrence, à condition que les rapports entre les prix du gaz et des autres formes d'énergie ne se modifient pas notablement. D'autres incidences sur l'environnement du développement de la concurrence, de moindre portée probablement, seront une augmentation des émissions en cas de baisse des prix (qui ferait augmenter la consommation d'électricité) ou de recours accru aux centrales au charbon (pour accompagner un développement des échanges d'électricité) ; ou bien, au contraire, une réduction des émissions due aux améliorations, stimulées par la concurrence et la réglementation, du rendement énergétique de la conversion d'énergie primaire en électricité destinée à la consommation finale. (La concurrence offre plus d'incitations que la réglementation classique à réduire les coûts, et peut donc encourager à produire et à transporter l'énergie électrique de façon plus rationnelle.) La concurrence est aussi incitative pour généraliser la tarification variable selon les périodes de consommation⁶², laquelle conduit à consommer davantage aux heures creuses et réduit ainsi l'appel de groupes utilisés en pointe, dont le rendement est généralement plus faible. Enfin, un secteur de l'électricité concurrentiel est compatible avec les permis d'émission négociables de gaz à effet de serre, comme ceux qui sont déjà appliqués pour le SO₂, ainsi qu'avec des surtaxes à la consommation ou des subventions à la charge du contribuable pour financer les activités de recherche, de développement et de démonstration dans le domaine de l'efficacité énergétique ; il cadre bien aussi avec l'application de certaines taxes, sur le carbone par exemple. Il faudra peut-être renforcer les programmes de permis négociables et de subventions directes à la RD&D pour atteindre les objectifs d'environnement dans ce secteur, afin de ne pas entamer sans nécessité les gains d'efficacité économique découlant des réformes.

Les réformes lancées jusqu'à ce jour laissent entrevoir certains points faibles. Par exemple, dans certaines régions, telles la Virginie et le Michigan et certaines autres « poches de résistance », la structure des participations au capital dans le système production-transport n'est tout simplement pas favorable à la concurrence : les réseaux sont exploités au plus près de leurs limites de fonctionnement et la propriété des installations de production est très concentrée. Les moyens d'intensifier la concurrence dans ces régions demandent à être examinés de façon plus approfondie. La notion d'opérateur indépendant du réseau n'est pas suffisamment élaborée : comment ces opérateurs peuvent-ils amener à développer les moyens de transport susceptibles de stimuler la concurrence, dès lors que ces actifs de transport restent dans les mains d'entreprises possédant aussi une bonne part des actifs de production et qui seraient lésées en cas de concurrence accrue ? Quelles sont les possibilités réelles, pour les opérateurs indépendants du réseau qui, après tout, ont peu d'expérience du secteur de l'électricité, de déceler un comportement anticoncurrentiel sur le marché ? La réforme n'a pas suffisamment pris en compte les incitations à l'investissement dans les installations de transport pour favoriser les échanges inter-régionaux (c'est-à-dire au-delà de la zone de desserte d'un opérateur indépendant du réseau) par exemple, comment faut-il encourager les instances de réglementation des États à s'intéresser suffisamment aux entreprises d'électricité et aux consommateurs qui ne sont situés ni sur leur territoire ni dans la zone de desserte de l'opérateur indépendant du réseau pour tenir compte de leurs intérêts lorsqu'elles envisagent des extensions du réseau de transport ? Enfin, dans un contexte de plus en plus concurrentiel, l'absence de neutralité concurrentielle comme par exemple entre les entreprises détenues par des investisseurs, par le gouvernement américain et par les coopératives ou systèmes municipaux, n'entraînera pas seulement des transferts de rentes, comme c'est le cas de nos jours, mais aussi des inefficacités réelles.

Le coût direct de la réforme de la réglementation est relativement élevé. C'est en Californie qu'il est peut-être le plus facile à calculer. Dans cet État, la somme des coûts de la création du marché spot (PX), de l'établissement de l'opérateur indépendant du réseau et de la restructuration permettant l'accès direct aux marchés de l'électricité représente probablement la quasi totalité des coûts directs. (En fait, les actionnaires des entreprises d'électricité de service public ont enregistré des pertes et certains consommateurs finaux ont été avantagés ou lésés, mais ce sont là des transferts, et non des coûts nets pour l'économie.) Ces « coûts de mise en œuvre de la restructuration » ont atteint 98 millions de dollars en 1997 et sont estimés à 980 millions de dollars au total d'ici à 2001, pour les trois entreprises privées d'électricité de service public figurant dans les dossiers soumis à la *Public Utilities Commission* de la Californie (CPUC, 1998b). Outre ces coûts, l'opérateur indépendant du réseau et le PX peuvent également avoir à engager des dépenses. L'opérateur indépendant du réseau a été autorisé par la FERC à émettre des obligations à long terme jusqu'à concurrence de 310 millions de dollars [*ibid.*]. En conséquence, on aboutit à une estimation du coût de mise en place du régime californien de 1.29 milliard de dollars, soit environ 42 dollars par habitant. Le système californien peut être étendu à d'autres États à des coûts moins que proportionnels grâce à l'expérience acquise. Une estimation du coût d'établissement du système PJM est beaucoup plus bas, bien inférieur à 100 millions de dollars.

La forte participation du public à la réforme, qui s'explique parce que les forums publics sont ouverts à toutes les parties intéressées, la procédure contradictoire prévue par le régime réglementaire et la transparence de la prise de décisions des instances de réglementation et des législateurs sont autant de facteurs qui garantissent la visibilité des conséquences des changements d'orientation. Dans la mesure où les contraintes de temps imposent des limites d'ordre pratique à ce que l'on peut étudier et prendre en compte concernant chacune de ces articulations des politiques, on attendra qu'une partie de la réforme soit appliquée pour procéder à un examen approfondi de certaines de ces interactions. Par exemple, la question de l'investissement dans les installations de transport pour faciliter les échanges inter-régionaux n'est pas encore résolue, en dépit du fait que les réformes sont d'ores et déjà mises en œuvre dans certains États. S'il avait fallu régler ces problèmes complexes avant de s'engager dans les réformes, il aurait pu se produire un blocage. Bien que cette stratégie comporte certains risques, le régime de réglementation semble assez souple pour permettre de surmonter les difficultés l'une après l'autre, si les gains d'efficacité découlant des réformes suffisent pour contrebalancer, à chaque étape, les pertes de rentes.

5.2. *Coûts et avantages potentiels de la poursuite de la réforme de la réglementation*

Pour l'heure, la réforme de la réglementation du secteur de l'électricité aux États-Unis devrait être poursuivie jusqu'à ce que l'on parvienne à une solution appropriée, qui s'inscrive dans la durée. En particulier, les conditions permettant d'instaurer la concurrence dans le secteur de l'électricité ne sont qu'en partie réunies : il reste à prendre des mesures pour empêcher la discrimination lors de l'accès au réseau de transport ; pour créer des incitations à l'investissement garantissant la fiabilité, l'exploitation rationnelle du réseau et son extension ; et pour parvenir à ce que la concentration sur certains marchés, à un moment donné, demeure forte. En outre, les relations entre les États plus ou moins libéralisés n'ont pas été correctement prises en compte. Il y a donc beaucoup d'avantages à attendre de la poursuite de la réforme de la réglementation.

Ces avantages peuvent être le fruit de facteurs très divers. Certains observateurs des réformes américaines n'escomptent pas des retombées bénéfiques des améliorations de l'efficacité productive à court terme, car des entreprises d'électricité ont déjà mis en place des pools d'échanges en coopération et des accords de dispatching économique sur la base du coût marginal à court terme⁶³. Cependant, l'amélioration de la structure de tarification à la consommation finale peut entraîner des gains d'efficacité allocative, d'une part, et accroître l'efficacité productive, d'autre part, si la demande se décale en dehors des périodes de pointe, lesquelles impliquent normalement l'appel de centrales à plus faible rendement.

Les réformes aux États-Unis devraient procurer des avantages notables à la faveur des gains d'efficacité productive à long terme qui résulteront des décisions d'investissement dans les capacités de production et de transport, prises selon les lois du marché.

L'administration fait valoir que le *Comprehensive Electricity Competition Act* qu'elle a proposé entraînera des avantages pour les consommateurs se chiffrant à 20 milliards de dollars par an, soit environ 10 % du chiffre d'affaires annuel du secteur. Ces estimations proviennent d'un grand nombre de sources. Les économies sont estimées à : 6.7 milliards de dollars venant d'acquisition de fuel ; 0.9 milliard de dollars, de l'amélioration du coefficient de chaleur des équipements de production ; onze milliards de dollars, de la gestion et de l'opération de produits non fuel ; six milliards, d'une amélioration de l'efficacité dans la distribution ; 0.8 à 2.6 milliards, d'une meilleure utilisation du capital, et 0.3 à 3.8 milliards, d'un moindre recours au capital. Le total est de l'ordre de 26.3 à 31.6 milliards de dollars. La méthode de base est fondée sur le fait que l'on estime que la réforme accroîtra la performance moyenne de l'entreprise d'électricité pour la porter au niveau des quatre premières. L'ampleur des économies ne semble pas excessive.

Les sources de coûts potentiels de la poursuite des réformes sont aussi très diverses. L'une d'elles est la possibilité de mal concevoir le mécanisme de récupération des coûts « échoués » : les débats portent, en grande partie, sur la réaffectation des rentes, qui n'entraîne ni coûts ni avantages pour l'économie, comme on l'a indiqué plus haut, mais qui risque de se révéler coûteuse si le mécanisme donne des incitations incorrectes à l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché ou à la consommation d'électricité. Une deuxième source de coûts serait le coût social de la réduction des effectifs dans le secteur ; cependant, vu le très faible taux de chômage actuel aux États-Unis, seuls les coûts directement liés aux changements d'employeur et de secteur sont ici en jeu. Une troisième source de coûts possibles tient à la conception et à la mise en œuvre des structures institutionnelles qui seront à la base du nouveau régime de réglementation -- on peut citer, à titre d'exemple, les 1.29 milliards de dollars dépensés en Californie. En principe, les coûts de l'application d'un régime semblable dans des États différents devraient diminuer grâce à l'effet d'apprentissage.

5.3. *Actions envisageables à examiner*

Les actions envisageables décrites ci-après sont fondées sur les recommandations auxquelles les pays Membres ont souscrit dans le Rapport de l'OCDE sur la réforme de la réglementation (juin 1997).

1. *Adopter, au niveau politique, de vastes programmes de réforme de la réglementation comportant des objectifs clairs et prévoyant des cadres pour leur mise en œuvre.*

Les ministres ont recommandé d'éviter que les compétences des autorités responsables de la réglementation et des divers niveaux d'administration se chevauchent ou fassent double emploi, et d'élaborer des réglementations claires, simples et pratiques pour les consommateurs. La réforme de la réglementation du secteur de l'électricité aux États-Unis a été freinée par la complexité des relations entre les autorités fédérales et celles des États. Qui plus est, les marchés de l'électricité se mettent en place à l'échelle inter-régionale et couvrent plusieurs États. Or, lorsque les régimes de réglementation des différents États sont hétérogènes, les entreprises d'électricité de service public doivent faire face à des coûts de mise en conformité plus élevés. *Afin de réduire le chevauchement ou le double emploi des compétences réglementaires, et de faire prévaloir une réglementation plus claire, plus simple et plus pratique, il conviendrait de créer un cadre pour la conclusion entre États de pactes régionaux de réglementation du secteur de l'électricité, et de clarifier la répartition des rôles respectivement dévolus aux instances fédérales de réglementation et aux régulateurs au niveau des États.*

Les ministres ont souligné que la réglementation devrait servir des objectifs d'action clairement définis, être de nature à assurer efficacement leur réalisation et engendrer le moins possible de coûts et de distorsions sur le marché. Les États-Unis ont pour objectif de parvenir à l'efficacité économique dans ce secteur. L'efficacité économique allocative peut être améliorée en modifiant la structure des tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux afin que le prix marginal reflète le coût social marginal (autrement dit, le coût marginal, y compris les coûts de la protection de l'environnement et d'autres externalités). Les variations du coût marginal sont étroitement liées à la quantité d'électricité produite ; elles dépendent donc du moment où l'électricité est consommée. Étant donné la structure de la production, la tarification au coût marginal risque de ne pas suffire pour que les recettes couvrent les coûts totaux ; des tarifs polynômes permettraient de recouvrer des recettes suffisantes. (La formule la plus simple serait un tarif binôme comportant une tranche fixe et un élément correspondant à la consommation d'énergie, ce dernier pouvant varier en fonction de la période de consommation.) Lorsque les tarifs à la consommation finale ne sont pas réglementés, avec des tarifs polynômes qui varient selon les périodes de consommation, à aucun moment le prix marginal n'est inférieur au coût marginal (compte tenu des impératifs d'exploitation). Le passage d'une tarification au coût moyen à une méthode variable en fonction des périodes de consommation transfère sur les consommateurs finaux une partie du risque lié au prix ; or, d'autres acteurs du marché seraient mieux à même de le prendre en charge. ***Pour atteindre l'objectif annoncé d'amélioration de l'efficacité économique, il conviendrait d'élargir l'application de tarifs polynômes pour les utilisateurs finaux, en distinguant les coûts fixes et les coûts marginaux ; la création d'instruments et de marchés financiers pour le transfert du risque devrait également être favorisée.***

Les ministres ont fait observer que la réglementation devrait procurer des avantages qui justifient les coûts (compte tenu de la répartition des effets produits dans l'ensemble de la société), engendrer le moins possible de coûts et de distorsions sur le marché, promouvoir l'innovation au moyen des mécanismes d'incitation du marché et d'approches fondées sur des objectifs, être claires, simples et pratiques pour les consommateurs, et être compatibles autant que possible avec les principes qui facilitent la concurrence, les échanges et l'investissement aux niveaux national et international. La réglementation des péages de transport peut exercer une influence notable sur la réalisation de ces objectifs dans le secteur de l'électricité. Les transactions portant sur l'électricité, lorsqu'elles occasionnent une congestion sur le réseau de transport, influent sur les coûts des autres transactions transitant par le réseau. Les systèmes de tarification du transport qui tiennent mieux compte de ces effets permettent aux opérateurs du réseau de prendre moins de décisions administratives limitant son utilisation pour obéir à des contraintes de fiabilité : ils réduisent donc les distorsions du marché, facilitent l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché de la production. La tarification nodale marginale de l'électricité qui reflète les coûts de congestion, devrait théoriquement envoyer des signaux appropriés au marché en vue d'une distribution efficace. Les tarifs de transports polynômes dont la part variable est nodale, peuvent constituer des incitations appropriées à la production et à la prestation de services de transports là où elle est le plus nécessaire. Cependant, dans la mesure où l'expérience en matière de tarification nodale est limitée, des problèmes pratiques demeurent pour leur application plus étendue. Des difficultés réglementaires peuvent, également inhiber l'optimisation des investissements dans les modes de transports sans tenir compte du régime de tarification du transport. ***Pour atteindre les objectifs d'une réglementation de qualité, il faudrait lancer de nouvelles expériences de tarification nodale de l'électricité en vue de sa mise en œuvre plus étendue. Il y aurait lieu également de s'attacher à généraliser la tarification nodale et à étudier des tarifs polynômes de transport de nature à favoriser l'investissement dans le réseau.***

La diffusion d'informations très fiables contribue à la réalisation des objectifs des pouvoirs publics, car elle facilite le suivi des conséquences de la réglementation. ***Les États-Unis devraient continuer à recueillir et à analyser les informations essentielles sur le secteur de l'électricité, notamment dans le domaine de l'investissement.***

2. *Veiller à ce que les réglementations et les procédures réglementaires soient transparentes, non discriminatoires et appliquées avec efficacité.*

Un aspect essentiel des réglementations destinées à assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport est l'obligation faite aux propriétaires des installations de transport d'utiliser OASIS, système conçu pour fournir des informations en temps réel sur la disponibilité du réseau. Si OASIS opère comme prévu, il devrait fournir, en temps voulu, aux vendeurs et acheteurs potentiels d'électricité des informations exactes sur la capacité de transport disponible, augmentant et renforçant ainsi la concurrence en général. ***Les instances de réglementation devraient évaluer l'efficacité du système OASIS et l'améliorer, si besoin est, pour qu'il transmette des informations exactes en temps utile.***

3. *Réexaminer, et renforcer le cas échéant, le champ d'application et l'efficacité de la politique de la concurrence et les moyens de faire respecter les obligations qui en découlent.*

Les ministres ont recommandé de combler les lacunes d'ordre sectoriel que peut comporter le champ d'application du droit de la concurrence, sauf à prouver que les intérêts primordiaux de la collectivité ne peuvent être servis par des moyens plus efficaces. Ils ont en outre préconisé de faire respecter énergiquement le droit de la concurrence en cas de comportement de collusion, d'abus de position dominante ou de fusions anticoncurrentielles susceptibles de compromettre la réussite de la réforme. Ils recommandent que les autorités responsables de la concurrence soient dotées des pouvoirs et des moyens nécessaires pour convaincre du bien-fondé de la réforme. Aux États-Unis, la surveillance du marché spot pour y déceler des signes de comportement anticoncurrentiel incombe parfois à l'opérateur indépendant du réseau. Les enquêtes sur les fusions relèvent à la fois des compétences des autorités de la concurrence et de la *Federal Energy Regulatory Commission*. ***Les autorités compétentes en matière de lois antitrust devraient continuer à convaincre le gouvernement fédéral et ceux des États du bien-fondé de la concurrence. Afin de s'assurer que le droit de la concurrence est correctement respecté, les autorités chargées de la concurrence devraient perfectionner la méthode d'examen des fusions dans ce secteur, contrôler de près la surveillance du marché spot exercée par les opérateurs indépendants du réseau et être responsables des enquêtes sur les comportements anticoncurrentiels détectés grâce à cette surveillance et des mesures correctrices les concernant.***

4. *Réformer les réglementations économiques dans tous les secteurs afin de stimuler la concurrence, et les supprimer sauf dans les cas où elles s'avèrent être le meilleur moyen de servir l'intérêt général.*

Les ministres ont préconisé l'examen, en toute priorité, des dispositions de la réglementation qui imposent des restrictions à l'entrée sur le marché, à la sortie du marché, à la tarification, à la production, aux pratiques commerciales habituelles et à diverses formes d'organisation de l'activité industrielle et commerciale. Une barrière importante à l'entrée du secteur de la production, et donc au développement de la concurrence, est le coût d'obtention de l'approbation des sites, surtout pour les ouvrages qui augmenteraient la capacité de transport. Un accroissement de capacité de transport au-delà des frontières d'un État peut revenir très cher parce que les marchés géographiques ne se cantonnent pas aux territoires des États. ***Il conviendrait d'étudier la possibilité de conférer à la Federal Energy Regulatory Commission le pouvoir d'approuver l'implantation des installations de transport.***

Afin de promouvoir l'efficacité et le passage à une situation de concurrence effective dans les cas où une réglementation économique demeure nécessaire à cause d'un risque d'abus de position de force sur le marché, les ministres ont recommandé : (1) de séparer les activités potentiellement concurrentielles des réseaux de service public réglementés et de procéder par ailleurs aux restructurations requises pour

réduire le pouvoir de marché des entreprises en place ; (2) de garantir l'accès aux réseaux essentiels à tous les participants du marché dans des conditions de transparence et de non-discrimination ; (3) de recourir au plafonnement des prix et à d'autres mécanismes pour encourager les gains d'efficience si des mesures de contrôle des prix s'imposent pendant la période de transition vers une situation de concurrence. Les activités de production et de vente aux consommateurs finaux sont concurrentielles, ou pourraient l'être, mais la distribution et le transport sont effectués par des réseaux réglementés en raison de leurs caractéristiques de monopole naturel. La *Federal Energy Regulatory Commission* n'impose que la « séparation fonctionnelle » de la production et du transport, ainsi que des tarifs de transport non discriminatoires et l'accès à l'information sur la disponibilité du réseau. Des entreprises verticalement intégrées, même après une séparation fonctionnelle, ont encore des incitations, et peut-être les moyens, d'exercer une discrimination ouverte ou indirecte à l'encontre de leurs concurrents lorsqu'elles accordent l'accès au réseau. *Afin d'instaurer une concurrence effective entre producteurs, ainsi qu'un accès au réseau de transport et des modes d'exploitation du réseau transparents et non discriminatoires, il faudrait imposer aux États-Unis la séparation de la production et du transport par la cession d'actifs de production ; lorsqu'il existe un pouvoir de marché, le transfert de propriété devrait se faire au profit de multiples propriétaires ; lorsque le transfert de propriété obligatoire n'est pas possible, il faudrait prescrire la « séparation de l'exploitation » et encourager la cession d'actifs ; l'augmentation du transport devrait également être utilisée, lorsque cela est possible, pour réduire le pouvoir de marché. Il conviendrait de prévoir des conditions non discriminatoires de raccordement des nouvelles installations de production au réseau de transport existant. Pour parvenir à une situation de concurrence véritable entre fournisseurs, il conviendrait d'éviter les restrictions économiques à l'entrée sur le marché des ventes aux consommateurs finaux et de s'assurer que l'accès au réseau de distribution soit non discriminatoire. Pour inciter davantage à améliorer l'efficience dans ce secteur, l'accès direct de tous les consommateurs finaux aux marchés de l'électricité (« concurrence sur le marché dit de détail ») devrait être instauré dans les meilleurs délais, dans la mesure où c'est techniquement faisable. Des entités telles que les opérateurs indépendants du réseau, les pools d'échanges d'électricité et les conseils chargés de la fiabilité devraient être dotés d'une structure décisionnelle permettant d'éviter la discrimination.*

5. *Supprimer les obstacles réglementaires inutiles aux échanges et à l'investissement en améliorant l'application des accords internationaux et en renforçant les principes internationaux.*

Les ministres ont recommandé de mettre en œuvre les règles et principes internationaux visant la libéralisation des échanges et de l'investissement (tels que la transparence, la non-discrimination, la prévention de restrictions inutiles aux échanges et le respect des principes de la concurrence) -- énoncés notamment dans les accords de l'OMC et les recommandations et lignes directrices de l'OCDE -- et de collaborer avec d'autres pays à leur renforcement. L'Ordonnance 888 de la *Federal Energy Regulatory Commission* prévoit que les entreprises d'électricité de service public qui ne donnent pas accès à leurs lignes de transport, selon des modalités déterminées, ne peuvent pas vendre de l'énergie électrique dans les zones de desserte des entreprises qui pratiquent l'ATR. Cette disposition a pour effet limiter la croissance de la concurrence dans les États plus réformateurs qui jouxtent des États moins réformateurs ou des provinces canadiennes, mais elle laisse espérer, pour stimuler la réforme, des échanges rentables pour les entreprises d'électricité implantées dans les États moins libéralisés. *Les États-Unis devraient envisager comment atteindre les objectifs de l'obligation de réciprocité prévue par l'Ordonnance 888 de manière moins restrictive pour les échanges.*

Le *Atomic Energy Act* stipule que des entités étrangères ne peuvent pas posséder ni exploiter de centrales nucléaires. Cependant, vu la multiplication des centrales nucléaires dans le monde, il se peut que des entités étrangères soient mieux à même que certains propriétaires ou exploitants actuels de les gérer de manière sûre et efficiente, auquel cas ces actifs prendraient de la valeur. En outre, l'ouverture de ce secteur aux capitaux étrangers ferait augmenter le nombre d'acheteurs potentiels. Ces deux facteurs contribueraient à réduire les coûts « échoués ». ***Dans le souci de préserver la sécurité, la santé et la sûreté à l'échelon national, les États-Unis devraient envisager d'assouplir les restrictions empêchant que les centrales nucléaires soient détenues et exploitées par des intérêts étrangers.***

6. *Recenser les liens importants avec d'autres objectifs de l'action gouvernementale et élaborer des politiques qui permettent de réaliser ces objectifs en favorisant la réforme.*

Les ministres ont recommandé d'adapter, en tant que de besoin, les politiques prudentielles et autres politiques sociales telles les politiques en matière de sûreté, de santé, de protection des consommateurs et de sécurité des approvisionnements énergétiques. Dans le secteur de l'électricité, la fiabilité a sa place aussi bien dans les activités du côté de l'offre (investissement, méthodes d'exploitation) que dans celles de maîtrise de la demande (tarification variable en fonction des périodes de consommation, contrats d'approvisionnement interruptibles, contrats d'assurance). Des opérateurs indépendants du réseau de plus grande taille sont en mesure d'assurer la fiabilité à moindre coût. ***Afin de réduire le coût de la fiabilité, il conviendrait de favoriser les opérateurs indépendants du réseau de plus grande taille ; lorsqu'ils sont assez importants, il faudrait leur confier une part de la responsabilité en matière de fiabilité.*** Les conseils chargés de la fiabilité la renforcent et réduisent ainsi le coût total du système électrique. Comme ces conseils sont des organismes fondés sur le volontariat, les entreprises d'électricité de service public peuvent choisir de ne pas coopérer dans ce cadre en périodes de crise, ce qui alourdit les coûts. En outre, il ne semble pas qu'elles relèvent de la « doctrine de l'acte de gouvernement », de sorte que des actes de coopération risquent de les mettre en infraction à la loi antitrust. ***Pour adapter le régime de réglementation de la fiabilité au développement des marchés de l'électricité, il faudrait placer les conseils chargés de la fiabilité, tels que NAERO, sous la tutelle de la Federal Energy Regulatory Commission, et leurs recommandations devraient devenir contraignantes.***

Depuis toujours, les activités subventionnées des entreprises d'électricité de service public en place pour venir à l'appui d'autres politiques d'intérêt général -- par exemple, subventions à la recherche et développement, à l'électricité « verte » et aides aux consommateurs défavorisés, ruraux ou autres -- étaient financées au moyen des recettes perçues des autres clients. Les subventions croisées internes au service d'autres politiques d'intérêt général ne peuvent pas se perpétuer dans une situation de libre concurrence. ***Les subventions d'intérêt général devraient être financées au moyen de taxes transparentes auxquelles nul n'échappe. Les dispositions réglementaires en faveur de la production d'électricité « verte » devraient inciter à assurer cette production au moindre coût. Il faudrait prendre des mesures pour autoriser les consommateurs à acheter librement des quantités d'électricité « verte » dépassant la proportion requise.***

Les ministres ont recommandé d'examiner les dispositifs non réglementaires, notamment les subventions à la recherche et au développement, la fiscalité et d'autres politiques de soutien, et de les réformer lorsqu'ils faussent indûment la concurrence. Les entreprises publiques d'électricité, qui bénéficient d'un traitement fiscal avantageux et ont accès à l'hydroélectricité bon marché produite dans des installations fédérales, fournissent de l'électricité à des prix plus bas que ne le laisserait supposer leur efficience productive, ce qui fausse la concurrence. ***Les distorsions affectant la concurrence devraient être réduites en apportant les modifications appropriées au régime fiscal et à l'ensemble des subventions, aux compétences de la FERC et des autorités chargées de la concurrence, et à toute autre différenciation dans le traitement des entreprises publiques et privées d'électricité. Il conviendrait d'étudier la possibilité de privatiser les activités de production des entreprises publiques d'électricité ou, pour le moins, de les constituer en sociétés tenues de verser des intérêts et des dividendes d'un niveau***

comparable à ceux du marché pour chacune de leurs activités commerciales. Les subventions, la fiscalité et d'autres politiques de soutien qui altèrent les possibilités de choix dans le domaine de l'énergie ne devraient pas fausser indûment la concurrence.

Les ministres ont recommandé de faire en sorte que les programmes conçus pour réduire les coûts potentiels de la réforme de la réglementation soient bien ciblés, aient un caractère transitoire et facilitent la réforme au lieu de la retarder. L'évaluation et la récupération des coûts « échoués » sont essentielles pour emporter l'adhésion à la réforme aux États-Unis. *La récupération des coûts « échoués » ne devrait pas causer de distorsions des prix du marché, nul ne devrait pouvoir échapper au paiement des sommes correspondantes et elle ne devrait pas modifier les positions concurrentielles relatives des entreprises en place et des nouveaux entrants. Le traitement des coûts « échoués » ne devrait pas compromettre l'évolution future du régime réglementaire, ni retarder inutilement l'instauration de la concurrence.*

NOTES

1. Un « contrat dit de nécessité » prévoit que la totalité ou une fraction des besoins en électricité seront fournis sur une base ferme. Par conséquent, c'est le fournisseur qui est responsable de la planification et de l'investissement en temps voulu permettant de répondre aux besoins de charge correspondants.
2. Le ministère de l'Intérieur des États-Unis est chargé des ressources naturelles, aussi n'est-il pas comparable aux ministères d'autres pays qui portent le même nom.
3. Au niveau des États, les prix moyens facturés aux consommateurs industriels variaient entre 2.7 cents par kilowattheure et 10.0 cents par kilowattheure en 1996 (EIA, 1998*a*). En Californie, le prix de l'énergie électrique était supérieur de 30 à 50 % à la moyenne des États-Unis. L'écart de un à cinq des coûts moyens des 136 entreprises privées d'électricité à vocation de service public verticalement intégrées est imputable au degré de participation dans le secteur nucléaire. A cet égard, des facteurs qui ont moins de poids sont le degré de risque qu'impliquent les accords d'achat d'électricité produite par des producteurs indépendants aux termes du Public Utilities Regulatory Policy Act de 1978, ainsi que les disparités régionales exogènes des prix des facteurs et des dotations en ressources (White, p. 218).
4. Les « coûts totaux » comprennent notamment les coûts d'investissement, le coût du combustible et les coûts d'exploitation.
5. La procédure d'enquête publique peut s'expliquer en partie par l'existence d'une décision de justice antérieure. Le processus consultatif et décisionnel de la FERC a été conçu de manière à se conformer à cette décision ; il a permis d'explicitier pleinement la décision de la FERC, offert la possibilité à toutes les parties intéressées de présenter leurs arguments et limité le pouvoir de marché dans le secteur du transport de l'électricité (FERC, 1996*a*, pp. 453, 465, 470).
6. Le Protocole de Kyoto prévoit, pour les États-Unis, une réduction de leurs émissions annuelles moyennes de gaz à effet de serre de 7 % par rapport au niveau de 1990 au cours de la période comprise entre 2008 et 2012. Cette réduction tient déjà compte des ajustements effectués pour les hydrocarbures partiellement fluorés, les hydrocarbures perfluorés, l'hexafluorure de soufre et le piégeage du carbone.
7. Les coûts « échoués » dans le secteur public ne poseraient un problème que si les budgets de l'Etat chiffreraient les variations de la valeur marchande de leurs actifs ; en revanche, il est facile de détecter les coûts « échoués » dans le secteur privé.
8. La terminologie peut prêter à confusion, car les définitions des termes « gros » et « détail » peuvent être différentes, selon le contexte et l'auteur. Ce thème est examiné à fond dans l'ouvrage de référence AIE, 1998.
9. L'expression « engagé de façon prudente » signifie que l'instance de réglementation économique compétente, par exemple la Public Utility Commission d'un Etat, a étudié le coût ou l'investissement en question et approuvé sa récupération par le biais de tarifs réglementés.
10. A l'évidence, les entreprises d'électricité préfèrent être fortement indemnisées pour les coûts « échoués ».

11. La fraction de la valeur comptable amortie et récupérée sous l'ancien régime réglementaire sera d'autant plus grande, et les coûts « échoués » plus faibles, que le laps de temps écoulé jusqu'à l'adoption du libre choix pour le consommateur final sera long. De même, en prolongeant la période d'actualisation, on réduit la valeur actuelle.
12. En particulier, les consommateurs finaux font des offres (« redevance de transition ») pour se trouver dans les 2.5 % (qui augmenteront progressivement jusqu'à 12 % d'ici à 2002) de la charge permettant de choisir librement le fournisseur d'électricité. En conséquence, les consommateurs finaux qui ont le plus intérêt à changer de fournisseur le feront.
13. On entend par fiabilité la fourniture constante d'énergie électrique compte tenu des normes précisées eu égard à la fréquence, à la tension et à d'autres paramètres. On l'appelle parfois « sécurité d'approvisionnement ». D'autres aspects de la « sécurité » sont liés au marché de l'énergie en général. En fait, ces autres facettes de la sécurité énergétique sont traitées par d'autres interventions des pouvoirs publics, par exemple la réserve stratégique de pétrole et la protection directe des infrastructures énergétiques contre des menaces physiques et des cyber-menaces.
14. D'autres volets des réformes proposées par l'administration pour prévenir des perturbations des approvisionnements en énergie primaire n'entrent pas dans le cadre de la présente étude sur la réforme du secteur de l'électricité.
15. Les compétences de la FERC sont limitées mais elles existent bien ; en 1997, elle a ordonné à la Tennessee Valley Authority, qui est placée sous contrôle fédéral, de permettre l'accès de tiers à son réseau de transport.
16. Ces lois ont été modifiées depuis leur promulgation initiale.
17. La Loi EPAct définit une nouvelle catégorie de producteurs, les « producteurs grossistes exemptés » (Exempt Wholesale Generators, EWG). L'exemption a trait à la Loi Public Utilities Holding Company Act (PUHCA) (FERC, 1996a, p.42) : de ce fait, les EWG ne doivent pas remplir les obligations prévues par la Loi PURPA concernant la cogénération et l'utilisation d'énergies renouvelables, et les entreprises d'électricité de service public ne sont pas obligées d'acheter l'électricité qu'ils produisent. Aux termes du Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) de 1978, les entreprises d'électricité de service public devaient acheter l'électricité produite dans les installations dites « éligibles » (Qualifying Facilities, QF) à un prix ne dépassant pas les coûts évités de l'entreprise de service public, et elles devaient fournir aux QF de l'électricité d'appoint. Les QF sont soumises à certaines contraintes de taille et d'ordre technologique, ainsi qu'à des restrictions concernant la participation au capital des entreprises de service public (FERC 1996a, pp.21-25,42).
18. Les questions relatives à l'accès sont également du ressort des autorités de la concurrence, dont les compétences sont toutefois limitées par la « doctrine de l'acte de gouvernement ». Aux termes de la loi proposée par l'administration -- Comprehensive Electricity Competition Act --, les compétences de la FERC seraient élargies et engloberaient les services de transport assurés par la Tennessee Valley Authority, les agences fédérales de commercialisation de l'électricité, les entreprises d'électricité municipales, les autres compagnies d'électricité publiques et les coopératives. Cependant, cette proposition prévoit que la FERC pourrait modifier les règles qu'elle a édictées concernant le libre accès ou en suspendre l'application si elle constatait que ces entités ne pouvaient pas recourir à des mécanismes appropriés de récupération des coûts « échoués ».
19. L'opérateur indépendant du réseau exerce son activité sur un marché spot, en acceptant des plans bilatéraux et des offres volontaires. Il trouve un dispatching sûr et économique et calcule les péages nodaux correspondants en fonction du coût marginal. Ces derniers sont les prix de vente sur le marché spot. La différence entre le prix au point d'origine et le prix au point de destination est facturée dans les transactions bilatérales. Des instruments financiers de couverture du risque lié aux variations de prix sont également échangés dans le cadre d'un dispositif connexe couvrant les « droits fixes de transport ».

20. Les écarts observés entre le prix le plus bas et le plus élevé au même instant (par mégawattheure) dans la PJM Interconnection pendant les périodes de contrainte de réseau au cours des cinq premiers mois d'exploitation sont les suivants : avril (moyenne = \$49, valeur médiane = \$33), mai (moyenne = \$75, valeur médiane = \$66), juin (moyenne = \$64, valeur médiane = \$57), juillet (moyenne = \$46, valeur médiane = \$39), août (moyenne = \$47, valeur médiane = \$11). La fourchette des prix observés au même moment a dépassé \$1/MWh pendant 17 % du temps en avril, 25 % en mai, 13 % en juin, 20 % en juillet et 7 % en août).
21. La Public Utilities Commission (PUC) de la Californie a ramené le taux de rentabilité de l'investissement à 10 % en-dessous du coût à long terme de la dette. (Plusieurs raisons ont été avancées pour justifier cette mesure : elle réduit le risque commercial lié à l'amortissement accéléré, il est équitable que les consommateurs en tirent quelque avantage et les actionnaires perçoivent des revenus inférieurs pendant la transition, elle encourage les entreprises d'électricité à diminuer les coûts de transition et, par ailleurs, elle ne les incite pas à faire sur le marché de l'électricité des offres plus faibles qui accroîtraient les coûts de transition). Dans le même temps, la PUC de la Californie supprimerait cette réduction de 10 % si l'entreprise d'électricité cédait au moins 50 % de ses actifs de production utilisant des combustibles fossiles et, en fait, elle prévoirait une augmentation de 10 points de base du taux de rentabilité de l'investissement pour chaque tranche de 10 % des actifs de production qu'elle aurait cédés, s'agissant de groupes alimentés aux combustibles fossiles (CPUC, 1997c, pp. 172-175). Les effets sur les coûts « échoués » sont examinés plus avant.
22. Elles restent propriétaires des installations de transport et de distribution, qui sont soumises à la réglementation de la PUC de Californie. Pacific Gas & Electric cédera une puissance installée de 7 400 MW, soit 98 % de sa capacité de production à partir de combustibles fossiles et toutes ses installations hydroélectriques et géothermiques. Southern California Edison cédera à divers acheteurs 10 300 MW, soit deux tiers de sa capacité de production totale, et ne gardera que ses centrales nucléaires, à charbon et hydrauliques (FT Energy World, 5/1/1998). San Diego Gas & Electric se dessaisira de toute sa capacité de production -- centrales à énergies fossiles et nucléaires, ainsi que des contrats d'achat d'électricité à long terme -- mais une filiale construira une grande centrale au gaz dans le Nevada (Enova, 1998, pp. 36-7).
23. Il y a de nombreux services auxiliaires différents. Certains assurent, pour l'essentiel, une fonction de coordination en temps réel ou sur de plus longues périodes à l'avance. D'autres servent à maintenir l'équilibre entre la production et la charge, pendant des périodes allant de quelques secondes à des minutes ou à des heures, par la conduite centralisée (dans le cas où les temps de réaction sont rapides) et l'appel à des groupes de production selon leur disponibilité. D'autres services auxiliaires injectent ou absorbent de la puissance réactive pour maintenir la tension. Il existe aussi des services de comptage et de communications. Un autre service permet de rétablir l'exploitation du réseau après un effondrement de tension. Certains services auxiliaires sont assurés par les producteurs, d'autres par le réseau de transport, et d'autres encore par un centre de conduite (DOE, 1998c).
24. La FERC a imposé que la conduite du système, ainsi que la fourniture de réactif et le réglage de tension à partir des groupes de production soient associés au transport et que l'équilibrage entre demande effective et demande prévue, de même que la réserve tournante et la réserve d'exploitation supplémentaire soient proposées avec le transport, les clients étant toutefois autorisés à acheter ces services à des tiers ou à assurer par eux-mêmes. Elle n'a pas prescrit que les opérateurs de transport offrent le suivi de charge, le remplacement des pertes réelles de puissance, la répartition dynamique, la fourniture d'appoint, la capacité de redémarrage hors tension du système ou des services préservant la stabilité du réseau.
25. Établir une séparation entre l'offre et la distribution est moins problématique en terme de concurrence pour l'offre car le risque de discrimination à l'encontre de concurrents fournisseurs non intégrés est relativement faible. Si tous les fournisseurs ont un accès équivalent à l'information concernant les extensions de réseaux de distribution, comme les nouvelles habitations par exemple, le champ de discrimination est alors limité (cette information de la distribution en direction des fournisseurs ne doit pas être confondue avec

l'avantage que détient sur le plan de l'information, le fournisseur en place sur les candidats à l'entrée sur le marché, ce qui constitue une barrière à l'entrée).

26. La monopolisation englobe aussi bien la jouissance d'un pouvoir de monopole sur un marché donné que le fait d'acquérir ou de conserver délibérément ce pouvoir. Par conséquent, facturer des prix « élevés » ne relève pas de la monopolisation, contrairement à ce qu'implique un abus de position dominante. Pour déceler l'existence d'un pouvoir de monopole, la part de marché est le principal facteur à prendre en compte, aussi la définition du marché est-elle essentielle ; les barrières à l'entrée constituent le deuxième facteur important. L'un des plus célèbres arrêts en matière de monopolisation est celui qu'a rendu la Cour Suprême lors du procès *États-Unis contre Otter Tail Power Co.*, 410 U.S.366 (1973) : elle a conclu qu'Otter Tail, entreprise d'électricité privée à vocation de service public, avait fait une tentative de monopolisation, notamment en refusant de vendre de l'énergie électrique en gros à des entreprises municipales de distribution, ainsi qu'en leur déniaient l'accès à son réseau de transport pour acheminer de l'électricité achetée à d'autres producteurs, alors qu'elle disposait de la capacité pour le faire.
27. La FERC, aux termes du Federal Power Act, vérifie que les fusions sont compatibles avec l'intérêt général, bien qu'il ne soit pas nécessaire qu'il en ressorte un avantage concret, tandis que les organismes chargés de faire respecter les lois antitrust exercent un contrôle sur les fusions selon la Loi Clayton Act, qui interdit les fusions ou les acquisitions lorsqu'« une telle acquisition peut avoir pour effet de réduire sensiblement la concurrence, ou de tendre à créer un monopole ». La FERC prend en compte trois facteurs : l'effet sur la concurrence, l'effet sur les tarifs et l'effet sur la réglementation (FERC, 1996c).
28. La Division antitrust et la FTC ne devraient normalement pas exiger la cession d'actifs de production si la concentration des marchés de l'électricité devenait excessive après la libéralisation. En revanche, la FERC peut prendre tout un éventail de mesures correctrices structurelles et d'injonctions de faire ou de ne pas faire : prescrire le développement des ouvrages de transport, exiger des parties impliquées dans une fusion qu'elles n'empruntent pas des lignes chargées pour acheminer leurs propres échanges hors système lorsque d'autres demandes de service de transport sont en attente, qu'elles cèdent des centrales ou des droits de propriété sur de l'énergie ou de la capacité, en s'en remettant à un opérateur indépendant du réseau ou en adoptant une tarification variable en fonction de la période de consommation assortie d'autres mesures correctrices.
29. Les autorités de la concurrence examineront normalement, pour évaluer un projet de fusion, le fonctionnement passé et actuel du ou des marchés. Toutefois, le passé ne permet pas de bien imaginer l'avenir, car l'environnement économique du secteur de l'électricité connaît actuellement une transformation radicale. Compte tenu des informations limitées dont on dispose sur le fonctionnement des marchés concurrentiels de l'électricité aux États-Unis, et de l'impossibilité d'ordonner des cessions d'actifs *ex post*, le chef de la Division antitrust a suggéré d'envisager de renverser la charge de la preuve pour certaines fusions dans le secteur de l'électricité pendant la période de transition vers des marchés concurrentiels (Klein, 1978).
30. Parmi ces facteurs, on peut citer la capacité de réaction des concurrents aux hausses des prix du marché, les incitations qu'aurait l'entreprise fusionnée à relever les prix, l'existence de contrats qui compromettent la possibilité de détecter ou de sanctionner les défections d'une entente sur les prix ou qui renforcent la position des acheteurs dans les négociations face aux vendeurs, ainsi que les facteurs liés à la récurrence des interactions des vendeurs dans un système de pool d'échanges, qui risquent de faciliter l'apparition et la pérennité des collusions.
31. On entend ici par « fiabilité » la stabilité de l'exploitation à court terme et l'investissement dans les actifs.
32. « Aucun groupe dans le secteur de l'électricité n'a offert d'assumer la responsabilité de construire de nouvelles lignes et de fournir des équipements afin de répondre aux besoins liés à l'utilisation du réseau électrique dans un Etat voisin. Les entreprises d'électricité ayant fait l'objet d'une séparation des activités de production et de transport n'envisageront pas de lancer des projets en dehors de leurs zones de desserte ou de leurs marchés concurrentiels. Or, il reste à voir comment sera préservée la fiabilité du réseau dans

une période de réduction d'effectifs et de coûts » (EIA, 1998g, chapitre 7). Le NERC, responsable de la fiabilité, « prévoit que les États se montreront réticents à autoriser la construction d'extensions des ouvrages de transport destinés à desservir des clients dans d'autres États. Nous ne pouvons pas nous en remettre aux mécanismes du marché pour qu'ils offrent des incitations dans ce sens tant que le transport sera réglementé comme il l'est actuellement. La qualité du réseau de transport pourrait se détériorer à l'avenir. Cela n'entraverait pas seulement le développement d'un marché de l'électricité concurrentiel et ouvert, mais entraînerait aussi une dégradation de la fiabilité. L'avenir du réseau de transport appelle une attention beaucoup plus grande qu'il n'en a retenu jusqu'ici dans les débats sur la déréglementation » (NERC, 1997b, p. 35).

33. Dans d'autres pays, qui adoptent peut-être une approche différente de celle des États-Unis, des instruments spécifiques ont été conçus pour remédier aux défaillances possibles du régime associant marché et réglementation, par exemple les paiements pour l'offre de capacité versés aux producteurs en Angleterre et au pays de Galles -- que l'on abandonne actuellement.
34. Les sources d'énergie primaire qui répondent à ces normes ne sont pas les mêmes d'un Etat à l'autre. Par exemple, le Maine inclut l'hydroélectricité alors que nombre d'autres États n'en tiennent pas compte. Pour chaque source, ces normes sont souvent valables quelle que soit la technologie utilisée, c'est-à-dire qu'elles ne précisent pas comment l'énergie primaire doit être transformée en énergie électrique, ni l'identité du propriétaire de l'unité de production. Il est essentiel, pour pouvoir injecter la production à partir d'énergies renouvelables non hydrauliques dans un réseau, de fournir à ces producteurs des services auxiliaires, par exemple des approvisionnements électriques d'appoint.
35. Précisément, le calendrier est le suivant : 1 % d'ici la fin de l'an 2003 ou un an après que le coût moyen de toute énergie renouvelable se situe dans les 10 % de la moyenne du prix du marché ; 0.5 % chaque année ensuite, et ce, jusqu'à la fin de l'an 2009 ; puis, au-delà, 1 % chaque année jusqu'à une date indéterminée (section 50 de la loi Massachusetts).
36. Selon les estimations de l'EIA, aux États-Unis, les prix de production pourraient fluctuer entre moins de deux cents et non moins de 15 cents par kilowattheure, pour atteindre pas moins de 50 cents par kWh dans des périodes où la capacité est insuffisante (EIA, 1997c).
37. Si un pacte régional sur les émissions est conclu entre les États du Nord-Est avant une date déterminée, cette règle unilatérale concernant les émissions n'entrera pas en vigueur.
38. Neuf mille consommateurs seulement avaient changé de fournisseur à la fin de février 1998. S'ils sont peu nombreux, c'est probablement en raison de la réduction obligatoire de 10 % des tarifs à la consommation, qui n'a pas permis aux fournisseurs de faire des offres assez intéressantes pour inciter les consommateurs à changer de fournisseur.
39. En Californie, les factures mensuelles d'électricité des consommateurs indiqueront à part les montants acquittés pour l'énergie électrique, le transport, la redevance liée à la transition vers la concurrence et la redevance au titre des biens publics.
40. La neutralité concurrentielle signifie que les entités économiques sont traitées de façon symétrique, quelle que soit la catégorie de propriétaire ou sa forme juridique.
41. Le « tarif de préférence » est celui que la BPA applique aux districts publics ou associatifs, aux entreprises d'électricité municipales de service public, aux coopératives et aux organismes fédéraux dans les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique.
42. La Loi EAct autorise les programmes fédéraux et les entreprises mixtes public-privé à apporter une assistance financière pour atteindre un certain nombre d'objectifs liés à l'énergie, et notamment pour mener des activités de recherche et de développement sur l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les activités manufacturières de pointe dans le secteur de l'énergie. Pour bénéficier de

crédits au titre de cette loi, les entreprises doivent effectuer des investissements aux États-Unis dans des activités de recherche, de développement et de fabrication. En outre, le bénéficiaire doit être une société américaine ou une filiale, constituée selon le droit des États-Unis, d'une société-mère constituée dans un pays dont les lois offrent une protection suffisante et efficace des droits de propriété intellectuelle des entreprises américaines et permettent aux entreprises américaines de participer à ces entreprises conjointes ainsi que d'investir à l'échelon local dans des conditions comparables à celles offertes à toute autre société (OCDE, 1995).

43. Les coûts de financement de la dette en 1994 correspondaient à 35 % de ses recettes tirées des ventes d'électricité, contre une moyenne de 16 % pour les entreprises d'électricité voisines.
44. La preuve de la solvabilité pour financer le déclassement se fait par deux moyens : les entreprises d'électricité de service public doivent mettre de côté les fonds nécessaires pendant l'exploitation de la centrale, et les entreprises d'électricité n'ayant pas vocation de service public doivent donner des garanties dès le départ prouvant qu'elles disposeront d'un financement suffisant. Les exploitants qui réunissaient précédemment les conditions requises pour avoir le statut d'« entreprise d'électricité de service public » pourraient, avec la déréglementation des tarifs, devenir des entreprises n'ayant pas vocation de service public et devoir respecter les obligations plus strictes de financement du déclassement applicables à cette catégorie d'entreprises.
45. On peut ou non faire un parallélisme entre les arguments avancés concernant les réformes dans le secteur de l'électricité et ceux qui touchent aux réformes dans celui du gaz naturel.
46. C'est la règle qui vaut pour les contrats exécutés avant le 11 juillet 1994, date à laquelle a été publiée la première Stranded Cost Notice of Proposed Rule-Making. Pour les contrats exécutés après le 11 juillet 1994, le montant des coûts « échoués » pouvant être récupéré est celui qui est indiqué dans le contrat ; s'il n'est pas précisé, ce montant est nul, à moins que ne figure, par exemple, la mention « ...que la FERC jugera nécessaire », auquel cas on procédera à un calcul par défaut.
47. Les « coûts de transition » sont, par définition, « les coûts et catégories de coûts, d'une entreprise électrique concernant les actifs et obligations liés à la production, ces derniers se composant des installations de production, des actifs réglementaires liés à la production, des établissements nucléaires et des contrats d'achat d'électricité, y compris les restructurations volontaires, renégociations, ou résiliations de ces contrats approuvées par la commission, mais sans s'y limiter, coûts qui étaient perçus par le biais des tarifs approuvés par la commission le 20 décembre 1995 et qui risquent de tomber au-dessous du seuil économique avec l'instauration d'un marché concurrentiel de la production, dès lors qu'ils peuvent devenir irrécupérables aux prix pratiqués sur un marché concurrentiel... Les coûts de transition doivent comprendre également les coûts de refinancement ou de remboursement de la dette ou des fonds propres de l'entreprise électrique, ainsi que les obligations fiscales qui y sont associées à l'échelon fédéral et des États » (California 1996, section 11 s'ajoutant à la section 840 du Public Utilities Code). Les « actifs non rentables » sont ceux dont la valeur comptable nette (coût initial enregistré dans les livres de la société, déduction faite de l'amortissement) dépasse leur valeur marchande (CPUC, 1997c, pp. 2, 187). C'est pour chaque actif en particulier qu'il faut décider s'il est « rentable » ou non.
48. Le 3 septembre 1997, la CPUC a respectivement approuvé des montants de 3.5 milliards de dollars pour Pacific Gas & Electric, de 3.0 milliards de dollars pour Southern California Edison et de 0.8 milliard de dollars pour San Diego Gas & Electric, qui sont les trois entreprises d'électricité privées à vocation de service public en activité en Californie (CPUC, 1998a).
49. Il pourrait aussi exister des marchés pour divers services auxiliaires, également différenciés selon le moment, la durée et la localisation géographique, ainsi que d'autres marchés pour toute une gamme de services fournis aux consommateurs finaux, de façon globale ou à part, notamment le comptage, la facturation et la gestion de l'énergie.

50. On ne peut pas prendre la répartition actuelle des transits comme indicateur de l'étendue des marchés géographiques de l'électricité, car la production d'énergie à l' « autre bout de la ligne » et son transport, qui ferait concurrence aux producteurs, constituent une menace que l'existence de lignes non utilisées, ou rarement, rendrait crédible (Borenstein, *et al.*, 1997).
51. Les indicateurs de concentration du marché peuvent tenir compte des coûts marginaux différents des diverses capacités pour calculer, par exemple, la concentration du marché des capacités dont le coût marginal serait inférieur à \$x/kWh.
52. En particulier, les services énergétiques associés à l'équilibrage entre demande effective et demande prévue, au suivi de charge, à la réserve tournante, à la réserve supplémentaire, à la fourniture de secours et à la compensation en nature des pertes sur le réseau peuvent couvrir une certaine distance, mais non ceux qui concernent le réglage de la tension, la capacité de redémarrage hors tension et la stabilité du réseau.
53. Pour que des marchés soient liquides, il faut notamment un nombre suffisant de participants.
54. Contrairement à la plupart des entreprises d'électricité américaines qui ont moins de 10 % de transits de gros (et bénéficient d'une récupération des coûts « échoués » garantie par la FERC pour favoriser une plus grande concurrence), Ontario Hydro affiche des transits de gros de 70 % et ne dispose d'aucun mécanisme analogue pour la récupération des coûts « échoués ». Ontario Hydro soutient qu'elle ne peut pas proposer l'accès de tiers au réseau avant l'achèvement de la restructuration du secteur à l'échelle provinciale -- qui est prévu pour l'an 2000.
55. En outre, on peut s'attendre à des effets variables de ces dispositions relatives à la réciprocité, en fonction des incitations (offertes notamment par le régime réglementaire) et de la culture des entreprises en jeu.
56. En particulier, on a observé des hausses de prix spectaculaires sur les marchés de gros de l'électricité dans le Midwest. Des températures exceptionnellement élevées pour la saison ont fait augmenter la demande ; par ailleurs, des arrêts temporaires programmés et non programmés d'une durée supérieure à la moyenne (concernant notamment de nombreuses centrales nucléaires de base) ont réduit la capacité de production disponible dans la région, et les contraintes de réseau ont limité les possibilités de transporter l'électricité pour répondre aux besoins là où ils se faisaient sentir jusqu'au lieu où elle était nécessaire. Les prix de certaines transactions horaires sont passés de quelque \$25/MWh à non moins de \$2 600/MWh, et d'importants achats horaires ont été enregistrés dans une fourchette de 3 000 à \$6 000, un prix horaire ayant même atteint \$7 500/MWh. Dans le même temps, le prix moyen pondéré pour la semaine avoisinait \$60/MWh. (L'écart tient à la quantité relativement faible d'électricité ayant fait l'objet de transactions sur les marchés horaires). Outre les facteurs « physiques » évoqués plus haut, d'autres facteurs ont contribué aux flambées des prix du côté de l'offre, dont un manque d'informations objectives sur les prix au bon moment et la crainte de défaillance de partenaires commerciaux. Du côté de la demande, étant donné que les petits consommateurs finaux n'ont pas d'incitations à moduler leur demande en fonction des prix, les entreprises d'électricité ont fait des appels au public pour encourager une réduction volontaire de la consommation, et quelques baisses en ont découlé. La réaction du marché a apporté la preuve de la robustesse du système. Certaines compagnies d'électricité proposent de nouveaux tarifs permettant à certains consommateurs industriels de revendre leurs droits fermes d'approvisionnement électrique à leur entreprise d'électricité locale de service public dans les périodes de pointe. Par ailleurs, des entreprises d'électricité de service public ont fait savoir qu'elles modifieraient leurs stratégies commerciales. Il est désormais admis qu'il faut fournir en temps opportun des informations plus complètes sur les prix du marché. Les accroissements prévus de la capacité de production sont en cours. En dépit des propositions visant le plafonnement des prix, aucun argument convaincant n'a été présenté à la FERC en faveur d'une telle restriction de la concurrence. Cet épisode de prix exceptionnellement élevés sur le marché spot, ainsi que les réactions des participants du marché et de l'instance de réglementation, ont démontré que le système de marché est robuste, encore qu'ils amènent aussi à envisager de nouveaux perfectionnements (FERC, 1998b).

57. Un observateur a constaté : « En particulier, il fournit de l'électricité avec un haut degré de fiabilité ; l'investissement dans de nouvelles capacités a été financé rapidement pour aller de pair avec la croissance de la demande (voire, souvent, la dépasser) ; les pertes sur le réseau (pertes en ligne et branchements illicites) sont faibles ; et l'électricité est disponible presque partout » (Joskow, 1997).
58. La FERC a estimé que l'accès non discriminatoire au réseau de transport permettrait d'économiser de 3.8 à 5.4 milliards de dollars par an, et favoriserait en outre une utilisation plus efficace des actifs et des institutions en place, le recours à de nouveaux mécanismes du marché, l'innovation technique et une moindre distorsion des tarifs (FERC Order N° 888-A (Order on Rehearing) 4 mars 1997).
59. L'efficacité économique allocative est optimale lorsqu'il n'y a pas d'autre affectation possible des ressources qui avantagerait les uns sans léser les autres.
60. On entend par coût marginal le coût d'une unité additionnelle.
61. Aux États-Unis, les clients achètent généralement leur compteur.
62. Si les consommateurs finaux peuvent choisir la tarification variable en fonction des périodes de consommation, ceux qui consomment moins aux heures de pointe retiendront cette solution et devanceront ainsi les consommateurs qui ne peuvent pas décaler leur charge, ce qui fera augmenter leurs prix moyens. Sans concurrence, les subventions croisées pourraient être maintenues.
63. Baumol, Joskow et Kahn affirment : « A notre avis, les possibilités d'amélioration de l'efficacité *productive* découlant d'une ouverture plus complète à la concurrence du secteur de la production d'électricité sont très limitées à court terme » (ce sont eux qui soulignent, Baumol, 1995, p. 23).

BIBLIOGRAPHIE

- Administration (1998), «The Kyoto Protocol and the President's Policies to Address Climate Change: Administration Economic Analysis », juin.
<http://www.epa.gov/globalwarming/reports/pubs/wh_econ/index.html>>.
- Antitrust Division, US Department of Justice (1996), « Application of the Horizontal Merger Guidelines to Mergers of Electric Utilities: Appendix to Comments of the U.S. Department of Justice in FERC Docket No. RM96-6-000, Merger Policy under the Federal Power Act ».
- Baumol, William J., Joskow, Paul L., and Kahn, Alfred E. (1995), « The Challenge for Federal and State Regulators : Transition from Regulation to Efficient Competition in Electric Power », Edison Electric Institute, Industry Structure Monograph Series No. 1.
- Beamon, J. Alan (1998), Competitive Electricity Pricing: An Update. <<<http://www.eia.doe.gov/>>>.
- Bonneville Power Administration (1997), 1997 BPA Fast Facts. <<<http://www.bpa.gov/>>>.
- Bonneville Power Administration (1998), Bonneville Cost Review Background Materials, FCRPS Cost Review: FCRPS Financial Indicators. << <http://www.nwppc.org/fcrpsfin.pdf>>>.
- Borenstein, Severin, Bushnell James, Kahn Edward and Stoft Steven. « Market Power in California Electricity Markets », University of California Energy Institute, Power Working Paper Series PWP-036, texte ronéoté, décembre 1995.
- Borenstein, Severin, Bushnell James, et Stoft Steven (1997), « The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry », texte ronéoté, juin.
- Borenstein, Severin, Bushnell James et Knittel Christopher R. (1998), « Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures », University of California Energy Institute, Power Working Paper Series PWP-059, avril.
- Brockway, Nancy (1997), « Electricity Deregulation May Leave Poor in the Dark », Forum for Applied Research and Public Policy, automne.
- Burns, Robert E. et Eifert Mark (1994), « A Cooperative Approach Toward Resolving Electric Transmission Jurisdictional Disputes », NRRI 94-06, the National Regulatory Research Institute, Ohio State University, mars.
- California Public Utilities Commission (1997*a*), Opinion Regarding the Retail Settlements and Information Flow Workshop and Related Filings. Decision 97-12-090 16 December 1997. Order Instituting Rulemaking on the Commission's Proposed Policies Governing Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulation, Rulemaking 94-04-031 (filed 20 April 1994); Order Instituting Investigation on the Commission's Proposed Policies Governing Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulation, Rulemaking 94-04-0312 (filed 20 April 1994), <<http://www.cpuc.ca.gov/electric_restructuring/decisions.shtml>>.

California Public Utilities Commission (1997b), Final Opinion: Transition Cost Tariff Issues, Décision 97-12-039 du 3 décembre. <<http://www.cpuc.ca.gov/electric_restructuring/decisions/d9712039/d9712039.htm>>.

California Public Utilities Commission (1997c), Interim Opinion: Transition Cost Eligibility, Décision 97-11-074 du 19 novembre. <<http://www.cpuc.ca.gov/electric_restructuring/decisions/d9711074/d9711074.htm>>.

California Public Utilities Commission (1997d), Electricity Restructuring in California: An Informational Report, mars. <<<http://www.cpuc.ca.gov/divisions/energy/environmental/restruct/open.htm>>>.

California Public Utilities Commission (1998a), « Electric Restructuring Status Report », 19 février. <<http://www.cpuc.ca.gov/electric_restructuring/status/980219_status.html>>.

California Public Utilities Commission (1998b), « Electric Restructuring Status Report », 2 juillet. <<http://www.cpuc.ca.gov/electric_restructuring/status/980702_status.html>>.

California (1996), *AB 1890 Public Utilities: restructuring*, 31 août.

California Energy Commission (1998), « A Quick Look at Electricity Deregulation in California ». <<http://www.energy.ca.gov/restructuring/quick_look.html>>.

Council of Economic Advisers (1998), « Economic Report of the President ».

Delgado, Jose (1998), « Reliability and Inter-Regional Transfers », presentation at Harvard Electricity Policy Group Sixteenth Plenary Session, 21 Mai. <<<http://ksgwww.harvard.edu/hepg/Delgado052198.sld0001.htm>>>.

Department of Energy (1996), DOE Biomass Power Program, Strategic Plan 1996-2015. DOE/GO-10096-345. décembre. <<<http://www.eren.doe.gov/biopower/biomaspp.pdf>>>.

Department of Energy (1998a), « Comprehensive Electricity Competition Plan ». <<<http://www.hr.doe.gov/electric/cecp.htm>>>.

Department of Energy (1998b), « Comprehensive National Energy Strategy: National Energy Policy Plan Pursuant to Section 801 of the Department of Energy Organization Act, avril ». <<<http://www.doe.gov>>>.

Department of Energy (1998c), *Ancillary Services and Bulk-Power Reliability*, a Position Paper of the Electric-System Reliability Task Force, Secretary of Energy Advisory Board. 12 mai. <<http://www.hr.doe.gov/seab/elec_rep.html>>.

Department of Energy, Wind Energy Program. <<<http://www.eren.doe.gov/wind/program.html>>>.

Environmental Protection Agency (1997), « EPA Office of Compliance Sector Notebook Project: Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry », EPA/310-R-97-007, septembre.

Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1997a), « Electric Power Monthly », mars. <<<http://www.inel.gov/national/hydropower/facts/generate.htm>>>.

Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1997b), Nuclear Power Generation and Fuel Cycle Report 1997, « Nuclear Fuel Cycle: Recent Developments; Supply and Demand Projections ». <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/n_pwr_fc/ch2.html>>.

Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1997c), « U.S. Electric Utility Demand-Side Management: Trends and Analysis ». <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs/html/feat_dsm/contents.html>>.

- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1997d), U.S. Electric Utility Demand-Side Management 1996, DOE/EIA-0589(96), décembre.
 <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/at_a_glance/plt_tabs.html>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1997e), «Electric Utility Restructuring».
 <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/at_a_glance/restruct.html>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1997f), «Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities: A Preliminary Analysis Through 2015». <<<http://www.eia.doe.gov/oiaf/elepri97/comp.html>>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (EIA 1997g), «Financial Statistics of Major U.S. Investor-Owned Electric Utilities 1996 Data Tables».
 <<<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/invest/t33.txt>>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (EIA 1997h), «Electric Sales and Revenue 1996».
 <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/esr/esr_sum.htm>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, (1998a), «The Restructuring of the Electric Power Industry». <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/brochure/retail.htm>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1998b), «U.S. Electric Power Summary Statistics». <<<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epm/epmt2.dat>>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1998c), «Electric Power Monthly», Mai, DOE/EIA-0226(98/05). <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epm/ind_dev.htm>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1998d), «Electric Power Monthly», mars, DOE/EIA-0226(98/03). <<02269803.pdf at <ftp://ftp.eia.doe.gov/pub/pdf/electricity>>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1998e), «Inventory of Power Plants in the United States-As of January 1, 1997». <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/ipp_sum.html>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1998f), *Electric Power Annual 1996*, Volume II.
 <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epav2/epa2_sum.html>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (1998g), «The Changing Structure of the Electric Power Industry: Selected Issues, 1998».
 <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str_issu/summary/chg_str_issu_sum.html>>.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (EIA 1998h), «Status of State Electric Utility Deregulation Activity, Monthly Update». <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html>>.
- Enova Corporation, SEC filing 10-K/A, Annual Report for fiscal year ended 31 December 1997.
- Environmental Protection Agency (1998), Nitrogen Oxide (NOx) Reduction Program.
 <<<http://www.epa.gov/acidrain/noxpg.html>>>.
- Federal Energy Regulatory Commission (1996a), Order No. 888 Final Rule (publié le 24 April). 75 FERC 61,080. «Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities», Docket No. RM95-8-000; «Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities», Docket No. RM94-7-001.

Federal Energy Regulatory Commission (1996b), Order No. 889 Final Rule (publié le 24 avril). 75 FERC 61,078. « Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct », Docket No. RM95-9-000.

Federal Energy Regulatory Commission (1996), 18 CRF Part 2 (Docket No. RM96-6-000), « Inquiry Concerning the Commission's Merger Policy Under the Federal Power Act: Policy Statement », Order No. 592, publié le 18 décembre 1996.

Federal Energy Regulatory Commission (1998), « Inquiry Concerning the Commission's Policy on Independent System Operators », Docket No. PL98-5-000, Notice of Conference, 13 mars.

Federal Energy Regulatory Commission (1998b), Staff Report to the Federal Energy Regulatory Commission on the Causes of Wholesale Electric Pricing Abnormalities in the Midwest During June 1998, 22 septembre.

Federal Trade Commission (1995), Comments of the Staff of the Bureau of Economics of the Federal Trade Commission, In the Matter of Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities and Transmitting Utilities; Proposed Rulemaking and Supplemental Notice of Proposed Rulemaking, Docket Nos. RM95-8-000 and RM94-7-001, 7 août. <<<http://www.ftc.gov/be/v950008.htm>>>.

Federal Trade Commission (1998a), Comments of the Staff of the Bureau of Economics of the Federal Trade Commission Before The Federal Energy Regulatory Commission, Department of Energy. Inquiry Concerning the Commission's Policy on Independent System Operators, Docket No. PL98-5-000, 1 mai. <<<http://www.ftc.gov/be/isodraf3.htm>>>.

Federal Trade Commission (1998b), Comments of the Staff of the Bureau of Economics of the Federal Trade Commission Before the Louisiana Public Service Commission Regarding « Market Structure, Market Power, Reliability, and ISOs », Docket Number U-21453, 15 May <<<http://www.ftc.gov/ev980010.htm>>>.

Financial Times Energy World (1998), N° 5, hivers.

General Accounting Office (1995), *Tennessee Valley Authority: Financial Problems Raise Questions About Long-Term Viability*. GAO/AIMD/RCED-95-134, août.

Hogan, William W. « Getting the Prices Right in PJM: Analysis and Summary: April through August », September 7, 1998. <<<http://www.ksg.harvard.edu/people/whogan/>>>.

ISO New England (1998), About the ISO. <<<http://www.iso-ne.com>>>.

International Energy Agency (1997), *CO₂ Emissions from Fuel Combustion: A New Basis for Comparing Emissions of a Major Greenhouse Gas 1972-1995*. OCDE/IEA, Paris.

International Energy Agency (1998), *Energy Policies of the United States 1998 Review*. OCDE/IEA, Paris.

Joskow, Paul I. (1997), « Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector », *Journal of Economic Perspectives*, vol. 11, N° 3, été, pp. 119-138.

Klein, Joel (1998), « Making the Transition from Regulation to Competition: Thinking about Merger Policy During the Process Electric Power Restructuring ». Speech before the Federal Energy Regulatory Commission, 21 January 1998.

New York Mercantile Exchange (1998), Electricity Futures and Options. <<<http://www.nymex.com/contract/electric.html> on 21 May 1998>>.

North American Reliability Council (1997a), *Maintaining Bulk-Power Reliability Through Use of a Self-Regulating Organisation: Position Paper*. 6 novembre.
<<http://www.nerc.com/download/doe_sro.html>>.

North American Reliability Council (1997b), *Reliable Power: Renewing the North American Electric Reliability Oversight System*, NERC Electric Reliability Panel, 22 décembre.
<<http://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/misc/erp-bot.pdf>>.

North American Reliability Council (1997c), *Reliability Assessment 1997-2006*. Octobre.
<<<http://www.nerc.com/~ec/syscond.html>>>.

Nuclear Regulatory Commission. Nuclear Reactors. <<<http://www.nrc.gov/NRC/reactors.htm>>>.

Nuclear Regulatory Commission (1997), *Final Policy Statement on the Restructuring and Economic Deregulation of the Electric Utility Industry*. 10 CFR Part 50. 20 octobre. <<<http://www.nrc.gov/OPA/reports/drgstmt.htm>>>.

OCDE (1995), *OECD Reviews of Foreign Direct Investment: United States*. Paris.

PJM Interconnection (1998), Who We Are - What We Do. <<<http://www.pjm.com/about/general.htm>>>.

Tennessee Valley Authority (1997), *Government Performance and Results Act, Strategic Plan, FY 1997-2002*. Submitted to Congress and the Office of Management and Budget, 30 septembre.

Tennessee Valley Authority (1998), « TVA's Fossil Fuel Operations ». <<<http://www.tva.gov/orgs/fossil/fsslfaq.htm>>>.

United States Enrichment Corporation (1998), <<<http://www.usec.com>>>.

Virginia State Corporation Commission Staff (1997), « Draft Working Model for Restructuring the Electric Utility Industry in Virginia ». <<<http://dit1.state.va.us/scc/news/streprt3.htm>>>.

Western Area Power Administration (1997), *Annual Report*. <<<http://www.wapa.gov/western/annrpts.htm>>>.

White, Matthew W. (1996), « Power Struggles: Explaining Deregulatory Reforms in Electricity Markets », *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*, pp. 201-250.