

Les transitions réglementaires électriques

PATRICE GEOFFRON CGEMP, Université Paris-Dauphine patrice.geoffron@dauphine.fr
SOPHIE MERITET CGEMP, Université Paris-Dauphine sophie.meritet@dauphine.fr

I.	A la recherche de market designs adaptés aux systèmes électriques.....	3
I.1 .	Des maillons de la chaîne de valeur en « monopole naturel »	3
I.2 .	Quelle nécessité de promouvoir de nouveaux schémas réglementaires? 4	
I.3 .	L'émergence complexe de nouveaux designs des systèmes électriques	5
II.	Aperçu des processus de transition réglementaire aux Etats-Unis et en Europe	8
II.1 .	Une imbrication imparfaite de réglementations fédérales et locales aux Etats-Unis	8
II.2 .	Une homogénéisation à pas lent en Europe.....	11
III.	Eléments d'un bilan d'étape réglementaire	14
III.1 .	Des gains en efficacité hétérogènes et fragiles.....	14
III.2 .	Des défaillances de la coordination technico-économique.....	16
III.3 .	Des profils émergents de régulateurs.....	21
IV.	Un apprentissage collectif encore en cours	23
*	Bibliographie.....	25

Les systèmes électriques de l'OCDE sont au cœur d'un processus de libéralisation long et difficile. Ce processus apparaît dans toute sa complexité après les multiples « incidents » ou « dérives » intervenus depuis le début de la décennie 2000 de part et d'autre de l'Atlantique, de la Californie à l'Italie en passant par New York et Londres.

Cette complexité nous semble présenter deux origines essentielles. Primo, il s'agit de dessiner des marchés électriques sans que les expériences issues d'autres secteurs de réseau (télécoms ou transport aérien par exemple) soient significativement pertinentes pour éclairer le chemin à parcourir. Les caractéristiques techniques de l'activité électrique étant idiosyncrasiques (caractère non stockable en particulier), il convient d'inventer des modèles d'ouverture à la concurrence largement *ad hoc*. Et, la diversité des systèmes électriques dans l'OCDE, *ex ante*, est telle qu'il ne saurait exister de trajectoire unique.

Secundo, au-delà d'une « simple » ouverture à la concurrence, nous sommes en présence d'une transition entre deux états réglementaires, transition qui suppose des opérations aussi diverses qu'une désintégration verticale de l'activité, la cession de certains actifs publics au privé, la garantie d'un accès non discriminatoire au réseau de transport, engagées dans le cadre de contraintes de coordination technico-économiques drastiques. Au bout de ce processus, il ne saurait donc être question d'un *free market* et la définition des fonctions du régulateur sectoriel est un enjeu central qui implique, dans l'agenda, de délimiter des espaces réglementaires pertinents (ou de formes de coopérations entre régulateurs nationaux), de préciser les complémentarités avec l'action des autorités de la concurrence ou bien encore, selon les situations locales, d'envisager des dispositifs de réglementation asymétrique.

Notre article est destiné à poser, dans sa complexité, cette problématique des transitions réglementaires dans le domaine électrique. Nous mettrons, tout d'abord, en évidence les facteurs qui ont conduit à élaborer de nouveaux *market designs* (I) et nous apporterons un éclairage sur les transitions en cours aux Etats-Unis et en Europe (II). Cet éclairage permettra de rendre compte de la difficulté de faire émerger des schémas réglementaires cohérents dans des espaces géographiques

qui comportent des systèmes électriques « locaux » interdépendants. Nous esquisserons enfin un bilan d'étape des transitions réglementaires électriques dans l'OCDE en prenant en compte les crises intervenues au début de la décennie 2000 (III). Nous avons bien conscience qu'il serait illusoire de prétendre compte de façon très détaillée des évolutions en cours. Notre ambition est ici de souligner les phénomènes saillants et les problèmes essentiels encore sans réponse.

I. A LA RECHERCHE DE MARKET DESIGNS ADAPTES AUX SYSTEMES ELECTRIQUES

I.1 . DES MAILLONS DE LA CHAÎNE DE VALEUR EN « MONOPOLE NATUREL »

La réglementation électrique s'inscrit dans la problématique générale de la gestion des situations de « monopole naturel ». Certes, tous les maillons de la chaîne de valeur électrique ne présentent pas cette caractéristique ; notamment, en amont, la production. Mais c'est en revanche le cas du réseau de transport dont la duplication sur un même territoire est sous-efficace. Nous sommes là dans un « angle mort » du marché où la concurrence est inefficace, impraticable, voire destructrice (Kahn 1988, Posner 1969). Deux principaux types de réponses ont été apportés pour affronter ces situations depuis le début du XXème siècle : soumettre des acteurs privés à une réglementation stricte ou ériger un monopole à caractère public.

La réponse par la réglementation d'acteurs privés a consisté à mettre en place un système de contrôle conduisant à un partage de la rente entre le producteur, les consommateurs et les autorités publiques. Ce contrôle supposait l'élaboration d'un contrat établissant les obligations de la firme privée (tarifs, nature et qualité des services, ...), les transferts éventuels et la garantissant contre « l'opportunisme » de l'Etat. La réponse par la nationalisation a consisté à confier la gestion des réseaux à une entreprise publique et, généralement, à mettre en place une intégration verticale au-delà de la zone de monopole naturel stricto sensu.

Il est important de répéter que si la gamme des solutions au problème du monopole naturel a été mise en œuvre dans une grande variété de secteurs, les solutions appropriées revêtent un caractère tout à fait spécifique dans le cas de l'électricité. Schématiquement, cette spécificité est dictée par la « technique » : l'électricité produite est non stockable et — selon les termes de la « loi des noeuds » de Kirchhoff — les flux physiques et commerciaux n'empruntent pas nécessairement le même chemin dans les réseaux.

Les nécessités induites de coordination entre la production et l'allocation via le réseau ont souvent conduit à privilégier des formes d'intégration verticale permettant d'internaliser les contraintes d'ajustement technico-économique. Comme ce modèle avait été performant pour assurer le déploiement d'investissements lourds (capacité de production et réseau de transport) dans l'OCDE, rien n'a impliqué de le remettre fondamentalement en question jusque dans les années 1970.

I.2 . QUELLE NECESSITE DE PROMOUVOIR DE NOUVEAUX SCHEMAS REGLEMENTAIRES?

Dans le courant de la décennie 1970, la structure traditionnelle de monopole verticalement intégré, ainsi que, plus généralement, l'intervention des autorités publiques ont été contestées, minorées ou supprimées. Le mouvement a été entamé aux Etats-Unis avec la libéralisation des marchés des transports aériens et des télécommunications et, dans la continuité, les secteurs du gaz naturel, puis de l'électricité. Introduceurs des concepts d'*accès des tiers au réseau*, de *production indépendante* et d'*opérateur indépendant de coordination*, les Etats-Unis ont exercé une influence indéniable.

En matière électrique, les mesures de déréglementation se sont inscrites dans le contexte d'une complexité croissante des marchés énergétiques avec l'essor de nouvelles formes de concurrence : inter et intra énergie, verticale et horizontale, aussi bien que nationale et internationale. Et, à l'évidence, les interrogations qui surgissent sur l'efficacité des systèmes électriques ne sont pas indépendantes de

l'accroissement du prix des énergies fossiles et, au plan macroéconomique, sur de l'augmentation des taux d'inflation et d'intérêt.

Dans ce nouveau contexte, le modèle antérieur apparaît comme n'offrant plus un niveau suffisant d'efficacité productive et allocative, ni de ductilité pour incorporer les changements technologiques ou répondre aux évolutions de la demande sociale. Pour comprendre cette évolution, l'analyse des « défaillances des mécanismes de marché » doit être complétée par l'analyse des « défaillances de la réglementation » (Demsetz, 1988) qui, en particulier, éclaire les phénomènes de capture du régulateur (au sens de Stigler) par les monopoles.

Il ne s'agit cependant pas du seul rejet de « l'ancien modèle ». Certaines conditions sont réunies qui invitent à envisager des organisations nouvelles (Perez 2002) :

- Les efforts antérieurs d'investissement en production et la stagnation de la consommation ont induit des situations de surcapacité structurelle.
- La progression des techniques permet d'envisager des moyens de production de moyenne puissance efficaces...
- ... et une gestion des flux d'information adaptée à des interconnexions plus complexes

L'objectif devient d'élaborer des schémas réglementaires qui permettent d'orienter les choix technologiques en fonction de la rentabilité économique (y compris par le retrait d'unités de production inefficaces) et sans biais politiques dans le choix des énergies primaires.

I.3 . L'EMERGENCE COMPLEXE DE NOUVEAUX *DESIGNS* DES SYSTEMES ELECTRIQUES

Le principe générique des nouveaux designs des systèmes électriques revient à introduire des séparations pour engager une désintégration verticale (unbundling) envisageable à différents niveaux : entre la production et le transport, le transport et la distribution, la distribution et la commercialisation. Le réseau de transport tient, dans ce cadre, une part spécifique dans la mesure où, au plan technique, il garde sa

caractéristique de monopole naturel et où il devient un instrument de coordination économique entre producteurs concurrents.

Pour que les nouvelles organisations soient efficaces, il faut que les coûts de transactions issus de « l'unbundling » — et qui ne sont plus internalisés dans des organisations verticalement intégrées — soient plus que compensés par une efficacité productive accrue et que, de surcroît, ces organisations plus flexibles évoluent plus rapidement pour répondre aux changements de la demande sociale. Naturellement, ces nouvelles organisations, pour faire la preuve de leur efficacité, doivent être robustes en garantissant une continuité des services, sans congestion, ni black-out.

Trois grandes approches sont recensées pour introduire des mécanismes marchands (Hunt 2002, Perez 2002) :

- Dans « l'approvisionnement concurrentiel », des centrales nouvelles vendent leur production à un acheteur unique dans le cadre de contrats de fourniture. Cette option permet de faire émerger des producteurs indépendants.
- Dans la création de « marchés de gros concurrentiels », les prix de gros sont fixés librement dans le cadre d'un marché spot. Toutes les centrales de production sont en concurrence et, théoriquement, s'engage un processus de sélection dicté par l'efficacité relative.
- Dans la réforme par les « marchés de détail », les consommateurs choisissent leur fournisseur de sorte qu'une pression à la performance remonte la chaîne de valeur.

S'il s'agit d'introduire de la concurrence via les marchés de gros ou de détail (ou bien encore de permettre à des insiders de faire la preuve de leur efficacité productive), il n'est question de déréglementation que par une sorte d'abus de langage : *Despite all of the talk about "deregulation" of the electricity sector, a large number of non-market mechanisms have been imposed on emerging competitive wholesale and retail markets. These mechanisms include spot market price caps, operating reserve requirements, non-price rationing protocols, and administrative protocols for managing system emergencies. Many of these mechanisms have been carried over from the old regime of regulated monopoly and continue to be justified as necessary*

responses to market imperfections of various kinds and engineering requirements dictated by the special physical attributes of electric power networks ». (Joskow & Tirole 2004a p.1).

La problématique est donc bien celle d'une transition réglementaire entre deux états. Et cette transition, avant d'aboutir à un nouvel état stationnaire, suppose d'envisager des mesures transitoires en apportant réponse aux interrogations suivantes : A qui incombe la prise en charge des coûts échoués (*stranded costs*) des acteurs en place ? Quelles mesures asymétriques mettre en œuvre pour promouvoir les nouveaux entrants face aux acteurs historiques ?

II. APERCU DES PROCESSUS DE TRANSITION REGLEMENTAIRE AUX ETATS-UNIS ET EN EUROPE

Les Etats-Unis et l'Europe sont engagés dans des processus de transition réglementaire. Il est toutefois abusif de considérer ces processus comme s'ils concernaient des entités géographiques homogènes. On entend par là que, de part et d'autre, sont engagées des transitions au niveau des Etats locaux à des rythmes et selon des modalités spécifiques, alors même que des interdépendances techniques ou économiques prévalent dans des zones plus larges du fait de l'interconnexion des réseaux (plaques) ou en raison de l'émergence d'acteurs présents sur plusieurs marchés.

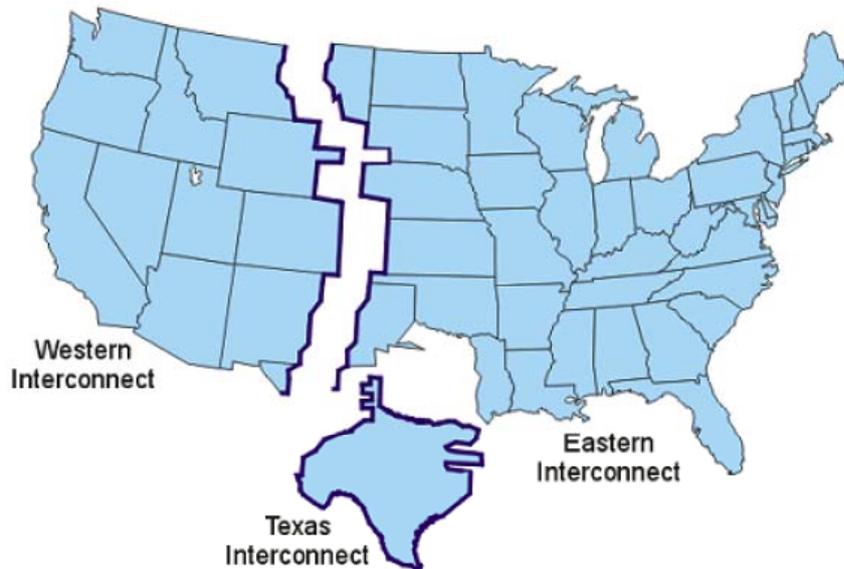
II.1 . UNE IMBRICATION IMPARFAITE DE REGLEMENTATIONS FEDERALES ET LOCALES AUX ETATS-UNIS

Traditionnellement, aux Etats-Unis, entreprises privées et publiques sont en présence sur des marchés où coexistent des réglementations fédérales et locales. Parmi les 4500 acteurs, les principales entreprises électriques ou gazières, les IOUs (Investor Owned Utilities) sont des compagnies privées de service public mises en situation de monopole sur une zone de services.

Au niveau du transport, le réseau comprend 300 000 Km de lignes haute tension formées d'une multitude de réseaux interconnectés. Trois principaux systèmes composent le réseau américain au sein duquel la tension est maintenue :

- Eastern Interconnected System (EIS) contenant 99 systèmes locaux,
- Western Interconnected System (WIS) contenant 34 systèmes locaux,
- Texas Interconnected System (TIS) regroupant 10 systèmes locaux.

Figure 1 : Carte des systèmes électriques aux Etats-Unis



Source : FERC

Cette structure fragmentée est principalement le fruit du Public Utility Holding Company Act (PUHCA) de 1935. Cette loi a donné un cadre réglementaire aux compagnies à service public et a structuré l'industrie électrique dont les acteurs sont spécialisés (interdiction de diversification) et limités à taille (circonscription à un seul Etat). Le PUHCA a figé l'organisation du secteur sans laisser d'évolution possible. Pendant des décennies, ces IOUs ont représenté jusqu'à 80% de la distribution et 75% de la production. A côté de ces IOUs, des entreprises publiques (Public Owned Utilities), des producteurs considérés comme « *ne rendant pas un service public* » (Non Utility Generators), des entreprises fédérales (Federal Owned Utilities) — dont la Tennessee Valley Authority — ont complété la diversité du paysage électriques.

On retrouve aussi, assez logiquement, une imbrication des autorités de réglementation avec les PUCs (Public Utility Commissions) locales et la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) centrale. La spécificité de la réglementation américaine — ainsi que sa complexité — tiennent au fait que les contrôles des investissements, des tarifs, de la qualité du service et de la gestion des compagnies sont organisés selon ces deux niveaux.

Dans la majorité des Etats, les PUCs ont un pouvoir de contrôle important : autorité pour définir les frontières, les conditions des franchises, fixer le niveau et la structure des tarifs de vente aux clients finals et des prix d'achat, vérifier les investissements et les modalités de financement des firmes et contrôler le service rendu (qualité et quantité). La FERC, elle, a vocation à intervenir sur les flux entre Etats. La tradition américaine du contrôle fédéral n'invitait pas à une intervention plus invasive : les pouvoirs de police étant conférés aux Etats, le gouvernement fédéral n'a vocation à intervenir que si le commerce inter-Etats est en cause (ICC Interstate Commerce Clause). A la fin des années soixante-dix, la répartition des tâches au niveau fédéral et des Etats est partiellement clarifiée : la réglementation des marchés de gros pour la FERC (à l'exception du Texas non interconnecté) et le contrôle des investissements sur l'ensemble de la filière, la réglementation des marchés finals pour les PUCs.

Durant l'administration Carter, il est apparu nécessaire de faire évoluer certaines activités de réseau pour en améliorer l'efficacité. A partir de 1978, le Congrès américain vote plusieurs lois pour réformer la réglementation de différentes industries selon des modalités variables. Aux premières mesures de libéralisation du marché du transport aérien succède l'assouplissement des contraintes sur les marchés des télécommunications et du gaz naturel.

En matière électrique, le premier pas significatif a été franchi de façon inopinée. Le Public Utilities Regulatory Policies Act (1978) — dont l'objectif initial visait essentiellement à stimuler les économies d'énergie — a remis en cause l'exclusivité de production. Ce texte a permis de démontrer qu'il existait un potentiel important pour la production indépendante à un coût inférieur à ceux affichés par les compagnies antérieurement en place. Bien plus tard, en 1992, l'Energy Policy Act est le premier pas officiel de déréglementation et est la conséquence des effets induits par le PURPA. Les autorités ont décidé d'ouvrir les possibilités de construire et d'exploiter des centrales à des nouveaux acteurs, les producteurs indépendants. Entre 1980 et 1992, la production issue de producteurs indépendants était passée de 2.9 % à 9.9%. L'EPA a fait éclater le carcan réglementaire imposé par la loi PUHCA en ouvrant totalement le marché de la production d'électricité à la concurrence.

L'activité amont de production est donc officiellement et totalement ouverte à la concurrence en 1992.

Les activités de transport et de distribution haute tension restent considérées comme des monopoles naturels, mais leur réglementation n'est pas exempte de réformes. En 1996, deux décrets sont votés au niveau fédéral pour ouvrir les différents réseaux de transport. Ils spécifient les conditions sous lesquelles toutes les compagnies doivent fournir un accès pour les ventes d'électricité de gros au réseau de transport. Ces décrets favorisent la concurrence sur le marché de gros à travers un accès non discriminatoire sur le réseau de transport. Après l'activité amont de production et les réformes du transport, l'étape suivante envisagée est la libéralisation complète de la filière avec les activités de détails régularisées par les PUCs au niveau des Etats.

Ces évolutions d'ensemble laissent cependant apparaître des politiques locales très éclatées. Certains Etats, tels que la Californie, le Connecticut, l'Illinois, le Massachusetts, et Rhodes Island ont été très proactifs. Ce sont généralement des Etats qui ont affiché des tarifs finals très supérieurs à la moyenne nationale. D'autre, comme le Sud Dakota et la Floride semblent présenter une plus grande aversion aux incertitudes présentées par les nouveaux modes d'organisation.

II.2 . UNE HOMOGENEISATION A PAS LENT EN EUROPE

La majorité des pays européens a confié à des entreprises publiques l'exploitation du charbon, du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité, de sorte que des « champions nationaux » ont souvent émergé. En conséquence, la structure de l'industrie électrique en Europe apparaissait beaucoup moins fragmentée, avec des entreprises verticalement intégrées dans chaque pays et moins limitées dans leurs activités que dans le cas américain. En 1996, la taille moyenne d'un producteur électrique européen était 80 TWh contre 16 TWh aux Etats-Unis.

Malgré cette caractéristique transverse, une très grande diversité de situations prévaut en Europe, que l'on considère le « bouquet » énergétique et les structures de marchés :

- Le choix de la France a été dominé par le nucléaire, celui de la Suède par l'hydroélectricité, celui des Pays-Bas par le gaz naturel....
- Certains pays, tels que le Portugal, l'Italie ou l'Irlande, sont très dépendants alors que le Royaume-Uni ou le Danemark sont indépendants énergétiquement.
- Des interconnexions limitées découpent l'Europe en quatre marchés plaques distinctes : le Royaume-Uni et l'Irlande, NordPool (pays nordiques), la zone ibérique et la zone continentale (Allemagne, France, Bénélux, Italie,...)

Avant le processus de création du marché unique, chaque gouvernement avait la souveraineté pour réglementer ses activités électriques. L'intérêt de la Commission remonte à la publication d'un *Livre Blanc* en 1998, demandant notamment une plus grande transparence des prix. L'objectif esquissé alors est de réduire les différences locales de prix. Après dix ans de réflexion, deux directives sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz sont adoptées en 1996 et 1998. Les deux directives gaz et électricité sont articulées autour des éléments suivants :

- La dissociation des activités de la chaîne de valeur, au minimum comptable, entre celles qui sont concurrentielles et celles qui relèvent du monopole nature l'accès des tiers aux réseaux de transport.
- La mise en place d'autorités indépendantes de réglementation pour surveiller le fonctionnement des nouvelles structures.
- L'ouverture progressive du marché à la concurrence en augmentant le nombre des clients « éligibles » à un libre choix de leur fournisseur.

On retrouve des éléments d'hétérogénéité déjà observés dans le cas américain. Dans son bilan 2004, la Commission européenne relève que la Grande-Bretagne (qui avait donné le coup d'envoi de sa libéralisation dès 1989) est ouverte à 100% (tous les clients sont éligibles) contre 70% seulement pour la France ou 79% pour l'Italie. La directive électricité de 2003 fixe une obligation d'ouverture à 100% en 2007 pour conduire le processus de convergence à son terme. Ces indicateurs sont cependant trop grossiers pour permettre de juger de la réalité de la concurrence. Le marché Allemand, par exemple, est ouvert à 100%, mais le pouvoir des grands acteurs (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) est prédominant sur certaines régions, de

sorte qu'il convient plutôt d'évoquer une forme de cartellisation. D'autant que l'Allemagne tarde à créer un régulateur sectoriel.

Il importe de noter que, au contraire des Etats-Unis, la construction du marché européen de l'énergie s'est réalisée en considérant le réseau comme le cœur du système. Les opérateurs de réseau sont des entreprises distinctes, et sont plus indépendants qu'aux Etats-Unis. Outre-atlantique, des opérateurs privés assurent la production et la commercialisation d'électricité et peuvent aussi être propriétaires de réseau de transport régionaux. La directive européenne de 1998 prône l'indépendance des opérateurs de réseau qui doivent assurer l'accès aux réseaux de transport dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Ceci s'effectue sous le contrôle d'une autorité de réglementation, elle-même indépendante. Cette dernière veille à ce que les tarifs d'accès à ces réseaux prennent en compte les investissements nécessaires à l'entretien, mais aussi à la construction de nouvelles lignes électriques. Aux Etats-Unis, la FERC n'a pas de compétence claire en matière de sécurité d'approvisionnement, et les règles du NERC (l'organe représentant le secteur du transport), qui ne sont applicables qu'à titre volontaire, se sont révélées en grande partie insuffisantes.

III. ELEMENTS D'UN BILAN D'ETAPE REGLEMENTAIRE

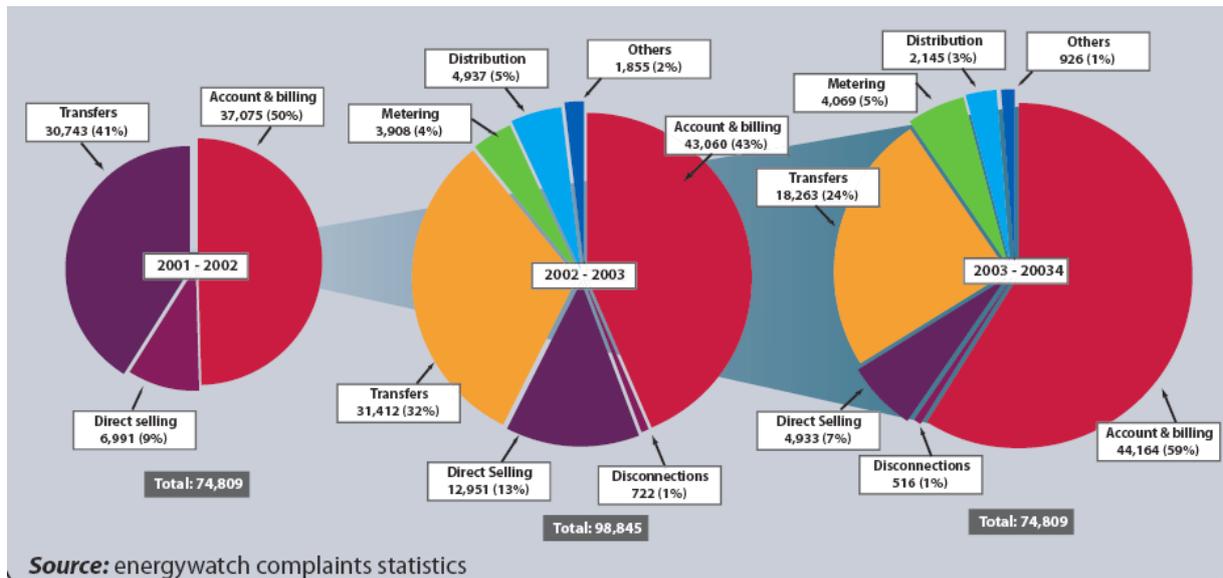
III.1 . DES GAINS EN EFFICIENCE HETEROGENES ET FRAGILES

Le premier élément à prendre en considération, pour esquisser un bilan d'étape, est que les gains en efficacité attendus ne s'imposent pas comme une évidence à l'observation.

Hattori et Tsutsui (2004) dressent un panorama dans l'OCDE dont il ressort « *that “a sign of enhanced competition” is no longer observed. It is possible that unbundling of generation from transmission increases the transaction costs that would be paid by final customers. Our result indicates that the introduction of a wholesale power pool has increased industrial prices and might decrease the price differential between industrial price and household price (i.e., industrial price relative to household price becomes higher). [...] It has also been observed that electricity spot markets are vulnerable to the exercise of market power by generators* ».

On se gardera bien de tirer des conclusions définitives et de portée générale (au plan géographique) sur la base de ces orientations. Mais, *a minima*, ces indications confirment que la transition est encore en cours et que, dans cette phase, les nouveaux designs ont induit des coûts de transaction probablement plus « manifestes » que les gains obtenus. Pour se convaincre de la réalité de ces coûts de transaction, il suffit de se pencher sur les statistiques, ci-après, des récriminations émises par les particuliers britanniques ces dernières années et qui en illustrent l'ampleur et la diversité.

Figure 2 : Statistiques sur les plaintes des clients finals en Grande-Bretagne



Mais, au-delà, des hypothèses pèsent sur l'éventualité même des bénéfices à venir, au terme du processus de transition. La première question posée, à cet égard, tient à la capacité de marchés concurrentiels à donner les bons signaux pour permettre, au moment adéquat, d'engager des investissements. Dans le cadre réglementaire antérieur, les pouvoirs publics planifiaient les investissements aussi bien en production qu'en transport sans que les risques associés mettent en cause la viabilité des entités économiques concernées. Dans un environnement « marchand », la problématique des choix est tout autre notamment en raison des d'incertitude sur les recettes à venir (du fait d'une plus grande volatilité des prix).

Question complémentaire: l'introduction de mécanismes marchands conduit-elle aux meilleurs choix d'investissement ou réduit-elle la palette de ces choix ? Les centrales à cycle combiné s'imposent, en particulier aux Etats-Unis et en Grande-Bretagne comme la technologie dominante. Mais le débat n'est pas tranché quant à savoir si cette technologie présente des coûts inférieurs au nucléaire ; il s'avère plus probablement qu'il est devenu impossible d'assumer, dans un cadre marchand, un cycle d'investissement basé sur cette dernière technologie (indépendamment même de l'acceptation sociale du nucléaire).

D'autres préoccupations portent sur les risques d'exercice d'un pouvoir de marché par certains acteurs. La crainte des autorités est que les producteurs sur les marchés de gros concurrentiels puissent manipuler les prix dans certaines zones et/ou durant un certain temps. Les risques existent quand un fournisseur détient une part importante de la production de pointe ou si la marge de réserve est relativement faible. Une autre circonstance peut résulter de goulets d'étranglement dans le réseau. En exploitant ou en provoquant une congestion, il est possible d'isoler un marché et de bénéficier d'une situation de position dominante. Comme l'équilibre offre - demande doit être assuré à tout instant, si les contraintes de transport limitent les importations d'électricité dans une zone, le fournisseur dominant peut contrôler le prix en choisissant la centrale productrice. Avec les règles actuelles, sous certaines conditions de demande et de coûts marginaux, les producteurs peuvent manipuler les prix et accroître leur profit à travers leur choix de capacité et/ou prix auxquels les capacités sont disponibles.

La difficulté tient au fait les indicateurs de « structure de marché » ne sont pas nécessairement suffisants pour déceler les situations propices à des distorsions. De tels phénomènes ont été identifiés, par exemple, sur le marché norvégien malgré des indices de concentration satisfaisants. En Californie, le gestionnaire du réseau a estimé que pendant la crise, les producteurs indépendants ont manipulé les prix soit en pratiquant des marges anormalement élevées, soit en retirant des capacités disponibles aux enchères. Cette problématique implique une coordination entre les autorités sectorielles et les autorités de la concurrence. Elle implique également le développement d'une expertise et de formes de surveillance permettant une analyse « comportementaliste » pour compléter les indicateurs « structuralistes ».

La liste est longue des questions « subsidiaires » non résolues (et listées de façon plus complète dans le tableau ci-après) :

- Les clients non éligibles ne subventionnent-ils pas les clients éligibles ?
- Comment réduire les asymétries d'information le long de la chaîne de valeur et contenir les possibilités d'exercice d'un pouvoir de marché ou les stratégies spéculatives sur les marchés spots ?

- La volatilité des prix, la volatilité du cours des actions des sociétés privatisées et les risques de faillites associés n'induisent-ils pas, mécaniquement, une multiplication des situations où la puissance publique est susceptible d'intervenir comme « prêteur en dernier ressort », dans un schéma classique de privatisation des bénéfiques et de socialisation des pertes ?

Figure 3 : Eléments pour un bilan de l'ouverture à la concurrence dans le gaz et l'électricité

Vertus	Limites
1) <i>Baisse des prix pour les clients éligibles (à court terme du moins)</i>	1) <i>Hausse des prix relatifs pour les clients non éligibles (subventions croisées)</i>
2) <i>Gains de productivité grâce à l'aiguillon de la concurrence</i>	2) <i>Licenciements massifs après les privatisations (cf. U.K.)</i>
3) <i>Efforts de communication des opérateurs à l'égard de leurs clients</i>	3) <i>Opacité des conditions tarifaires et asymétries d'information entre l'opérateur et le consommateur</i>
4) <i>Restructurations industrielles favorables à l'émergence d'opérateurs européens plus efficaces grâce aux fusions acquisitions</i>	4) <i>Concentration et apparition de nouveaux monopoles usant de leur pouvoir de marché</i>
5) <i>Recettes fiscales pour le budget de l'Etat grâce aux privatisations de certains opérateurs publics</i>	5) <i>Forte volatilité du cours des actions des sociétés privatisées avec risques d'OPA et de faillites</i>
6) <i>Synergies gaz électricité grâce aux économies d'envergure</i>	6) <i>L'intégration verticale cède la place à l'intégration horizontale au niveau des marchés pertinents</i>
7) <i>Les prix du marché sont un bon signal pour les opérateurs. Ils intègrent les externalités via les marchés de droits à polluer</i>	7) <i>La volatilité des prix du marché introduit une incertitude qui pénalise l'investissement de capacité (risque de sous investissement)</i>
8) <i>Les commissions de réglementation et le juge sanctionnent les comportements déviants</i>	8) <i>L'asymétrie d'information favorise les stratégies spéculatives et les manipulations sur les marchés spot</i>
9) <i>Les opérateurs inefficaces sont exclus du marché</i>	9) <i>L'échec du marché est coûteux pour le contribuable qui doit souvent renflouer les opérateurs en faillite.</i>
10) <i>Le gaz et l'électricité deviennent des « commodities »</i>	10) <i>Les missions de service public sont souvent sacrifiées</i>

Source : D'après Percebois (2003)

III.2 . DES DEFAILLANCES DE LA COORDINATION TECHNICO-ECONOMIQUE

Au-delà des interrogations qui viennent d’être formulées, des doutes se sont installés concernant la « soutenabilité » des nouveaux systèmes électriques. Les situations de pannes massives ont été multipliées au cours de ces dernières années, inaugurées par la Californie fin 2000. On met ici à part la faillite d’Enron, mais il est difficile de ne pas y voir un syndrome révélateur des fragilités de nouveaux schémas réglementaires.

Figure 4 : Pannes d’électricité majeures en 2003

14 août 2003	Etats-Unis et Canada	50 millions d’habitants sans d’électricité. La ville de New York aurait perdu 1.1 milliards de dollars soit 36 millions de dollars par heure de panne.
28 août 2003	Londres	410 000 foyers et établissements publics privés d’électricité. 60% du réseau métropolitain immobilisé
23 septembre 2003	Suède et Danemark	2 millions d’abonnés dans le sud de la Suède et 1,8 millions à Copenhague privés d’électricité
28 septembre 2003	Italie	50 millions de personnes (la presque totalité de la population) sont privées d’électricité
2003	Autriche, Hongrie, République Tchèque	Incidents sur le réseau d’alimentation

Source : Council of Europe (2004)

Les pannes recensées trouvent des explications multiples qui vont de simples négligences (listées dans les rapports officiels américain et canadien de 2003) à des défauts de nature structurelle. L'explication dominante doit être posée en termes d'insuffisance d'interconnexions et de manque d'investissements dans le réseau fruits de la déréglementation. Les réformes ont entraîné une pression concurrentielle accrue sur les prix de l'énergie, les investissements et les infrastructures : dans les marchés les plus complexes et risqués, certains opérateurs sont devenus plus réticents à investir dans les infrastructures nécessaires pour moderniser les réseaux de transport d'électricité, et ils préfèrent conserver d'importantes capacités excédentaires pour faire face à des pics occasionnels de demande (Joskow, 2003).

Le cas américain illustre au mieux cette problématique. De nombreux goulets d'étranglement sont apparus avec le manque d'investissement dans les infrastructures et notamment dans les interconnexions permettant d'éviter les congestions et de développer les échanges entre les zones. Les Etats-Unis disposent aujourd'hui d'un réseau de distribution d'électricité très vulnérable et inadapté pour répondre à une demande en hausse croissante. Les investissements sont également freinés par le faible niveau des tarifs qui sont parfois insuffisants pour couvrir les frais d'investissement. Lors de la panne de 2003 dans le Nord-Est, si les sociétés privées étaient en mesure de fournir suffisamment de courant, la capacité des lignes de transport n'était en revanche pas suffisante pour l'acheminer¹.

Les Etats-Unis et l'Europe sont confrontés aux mêmes difficultés pour développer les interconnexions nécessaires. Entre les oppositions de l'opinion publique et les contraintes environnementales, la construction et la maintenance des infrastructures de transport sont devenues plus complexes. Outre-atlantique, la capacité en haute tension ne devrait augmenter que de 5% au cours des dix prochaines années, alors que la production va augmenter de 30% et la demande de 20% (source EIA). Sur la

¹) Notons cependant que la crise Californienne de 2000-2001 tient aussi à une progression insuffisante des capacités de production. En 1996 (au moment d'amorcer le processus de déréglementation dans cet Etat) la capacité de production électrique était largement excédentaire. La croissance économique (32 % en cumul entre 1996 et 2001) et la croissance de la demande d'électricité (24%) a rapidement épuisé cet excédent, d'autant que les centrales les moins efficaces ont fait l'objet de déclassements.

plaque continentale européenne, certaines liaisons sont très sollicitées en pic de demande. Les marchés du Nord de l'Europe et du Royaume-Uni ont des connexions aux capacités limitées avec le marché continental, qui lui-même est peu relié au marché ibérique. Le rôle et les responsabilités des gestionnaires de réseaux fait aussi l'objet de débats compte tenu des difficultés rencontrées (David & Percebois, 2001).

La récurrence des crises a suscité une réaction législative, le projet de loi sur l'énergie (Energy Bill), proche de l'adoption en 2005, constituant le premier texte législatif global pour ce secteur depuis 1992. Bien que ce texte — conçu pour moderniser le réseau national et le rendre plus fiable — ne résoudra pas tous les problèmes du secteur, il devrait contribuer néanmoins à remédier aux causes des coupures de courant de 2003.

La FERC serait dotée de compétences pour inciter à l'implantation d'infrastructures dans des corridors de transport électrique présentant un intérêt national (si les Etats ne peuvent ou ne veulent agir). Le projet de loi prévoit de supprimer l'interdiction pour les entreprises n'appartenant pas au secteur d'acheter des entreprises de service public (par l'abrogation du PUHCA), ce qui pourrait se traduire par un surcroît de capacité d'investissement. Des mesures de financement devraient également promouvoir la diversification des sources d'approvisionnement pour le transport d'électricité, par exemple : financement fédéral pour l'utilisation non polluante de charbon, incitations fiscales pour l'arrêt de centrales nucléaires, amélioration des conditions d'octroi des licences pour les centrales hydroélectriques, mesures d'incitation pour la production de gaz plus naturelle, etc.

III.3 . LES PROFILS EMERGENTS DE REGULATEURS

Cette progression chaotique confère une certaine acuité à la question des fonctions du régulateur. Deux philosophies semblent actuellement se structurer de part et d'autre de l'Atlantique.

Les Etats-Unis privilégient un contrôle de type «chien de garde» (Glachant & Bremond, 2003) qui repose sur une surveillance très attentive des acteurs et une sanction systématique de chaque comportement déviant repéré. L'efficacité de cette surveillance suppose d'être au plus près de flux d'information denses et complexes, à suivre en temps réel, ce qui en fait un système dont la crédibilisation est coûteuse. Comme les sanctions sont systématisées, le risque est présent de voir émerger des stratégies complexes des acteurs (une forme de « dialectique réglementaire »), afin de maximiser le bénéfice espéré des déviations. Les gestionnaires de réseau sont en première ligne pour assurer cette surveillance, tandis que la FERC a vocation à devenir le « superviseur des superviseurs » si l'Energy Bill est adoptée. Soulignons que le Texas — en situation d'étanchéité compte tenu de la nature de son réseau — est hors du champ de responsabilité de la FERC.

L'Europe développe plutôt une surveillance de type «avertisseur» (Glachant & Bremond, 2003) dont le fonctionnement est également basé sur une vigilance élevée, mais dont les déviations ne sont pas sanctionnées en premier lieu. L'acteur au comportement non conforme fera l'objet d'un avertissement et ne sera sanctionné qu'en cas de persistance ou de récidive. Ce choix est cohérent avec le fait que le régulateur, en Europe, n'est pas le gestionnaire du réseau comme aux Etats-Unis, mais une autorité sectorielle qui est plus loin des flux que l'opérateur de réseau. Les autorités antitrust parfois se confondent avec le régulateur sectoriel :

- Par exemple, au Royaume-Uni, le régulateur sectoriel (OFGEM) est aussi l'autorité de concurrence sur le secteur.
- Aux Pays-Bas, le régulateur sectoriel (DTe) est un département interne à l'autorité de la concurrence (Nma).

A noter que la Norvège est le seul marché en Europe où l'opérateur le NordPool joue le rôle central de surveillance sous le double contrôle du régulateur et de l'autorité de la concurrence.

Force est de convenir que les fonctions et le périmètre du régulateur ne sont pas stabilisés. C'est moins la diversité des profils de régulateur qui est une source de préoccupation — puisque les schémas réglementaires locaux et les organisations industrielles diffèrent — que leur non adéquation aux périmètres géographiques pertinents :

- Aux Etats-Unis, le double niveau local-fédéral reste en vigueur, sans que les fonctions réelles de la FERC soient clairement stabilisées.
- En Europe, les échanges transfrontaliers ont vocation à connaître un développement. Se posera alors la question de la coordination renforcée des régulateurs nationaux, voire de la création d'un régulateur européen.

Comme l'Europe est encore la juxtaposition de plaques indépendantes, cette question n'est pas de la toute première urgence. Elle a vocation à prendre place dans l'agenda.

IV. UN APPRENTISSAGE COLLECTIF ENCORE EN COURS

Il s'avère que la réforme réglementaire des organisations électriques est un processus institutionnel long et complexe. Joskow et Schmalensee avaient prévenu, en 1983, qu'il pourrait bien s'agir d'un cheminement au long cours : « *If deregulation is to play a role in helping to improve the efficiency with which electricity is produced and used, it must be introduced as part of a long-term process that also encompasses regulatory and structural reform* » (p.221).

Moins que la longueur du processus, c'est l'émergence et la persistance de doutes quant aux effets réels des déréglementations qui retiennent l'attention. Après la crise Californienne de 2000-2001, la crainte que certains des nouveaux designs soient entachés par des défauts de conception majeurs (« *failure by design* ») s'est diffusée et a même conduit certains Etats américains à ralentir le pas ou arrêter le processus. Les pannes répétées de 2003 ont renforcé le scepticisme ambiant et convaincu que les défauts de conception ne sont pas nécessairement une spécificité nord-américaine.

Lave & alii (2003) présentent l'alternative des issues à ces situations de crise. Une première option consiste à considérer que les Etats qui ont connu une crise n'ont pas adopté le meilleur modèle. Dans un telle optique, la Californie trouverait une solution à ses problèmes en adoptant le schéma d'organisation de la zone PJM (Pennsylvanie - New Jersey - Maryland) qui a démontré sa robustesse et son efficacité. Cette orientation revient à considérer que les schémas d'organisation et de réglementation doivent être promus selon une logique de « *best practices* », les zones les plus efficaces servant de référence à celles qui ont connu des défaillances.

Selon une seconde option, les coûts d'adoption des « *best practices* » peuvent être tels qu'ils annihilent l'attractivité des déréglementations : « *Designing a competitive market that remedies the problems seen in California and other restructured markets is difficult; emulating PJM will not do the job. We think that each one of the problems*

can be overcome, but the costs of doing so might make full deregulation unattractive » (Lave & alii 2003, p.1).

Pour faire émerger les solutions locales les plus adaptées — « *ex nihilo* » ou par adaptation des « *best practices* » — les régulateurs indépendants ont un rôle central, à la fois pour prévenir l'extraction de rentes et pour garantir la soutenabilité à long terme des nouvelles organisations par l'engagement des investissements requis en production et en transport, pour éviter que les générations futures ne parlent de la « *sorcière électricité* ».

* **BIBLIOGRAPHIE**

- BAUMOL W.J., PANZAR J.C. & WILLIG R.D (1982), *Contestable markets and the theory of industry structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York (2^{ème} ed. 1988).
- CHEVALIER JM (2002), « Enron : l'épopée et la faillite », *Futuribles*, Mars 2002
- CHEVALIER JM. (2004), *Les grandes batailles de l'énergie*, Folio
- COSTELLO K.W. & GRANIERE R.J. (1997), « The outlook for a restructured US electric power industry : lessons from deregulation », *The Electricity Journal*, May, pp. 81-91.
- DAVID L & PERCEBOIS J (2001), « Les enjeux du transport du gaz et de l'électricité : la fixation des charges d'accès », *Economies et Sociétés*, n°1-2.
- DEMSETZ H. (1968), « Why regulate utilities? », *The Journal of Law and Economics*, pp. 55-65.
- DEMSETZ H. (1988), *Ownership and control of the firm*, Basic Blackwell
- GLACHANT J.M. & alii, (2004), "Deregulating with no regulator: Is Germany electricity transmission regime institutionally correct? », *Working paper*, ADIS, University Paris XI.
- GLACHANT JM & BREMOND CC (2003), « Etude comparative des pratiques de surveillance des marchés électriques étrangers », *CRE*, second semestre 2003.
- GLACHANT JM & FINON D. (2003), *Competition in European electricity markets*, Edward Elgar.
- HATTORI T., TSUTSUI M. (2004), *Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries*, *Energy Policy* 32.
- HUNT S. (2002), *Marketing competition work in electricity*, J.Willey & Sons.
- JOSKOW P. (2003), "The difficult Transition to competitive electricity markets in the US", *May*, Bush Presidential Conference Center.
- JOSKOW P. (2004), "Regulation and deregulation after 25 years: lessons for research in Industrial Organization", *October*, forthcoming in *Review of Industrial Organization*
- JOSKOW P., TIROLE J. (2004a), « Reliability and Competitive Electricity Markets », *Center for the Study of Energy Markets*, CSEM WP 129.
- JOSKOW P., TIROLE J. (2004b), « Retail Electricity Competition », *Center for the Study of Energy Markets*, CSEM WP 130.
- JOSKOW, P., SCHMALENSEE R., *Markets for Power*, MIT Press, 1983
- KAHN A.E. (1988), *The economics of regulation: principles and institutions*, MIT Press, Cambridge (USA).
- LAVE L.B. & alii. (2003), "Rethinking electricity deregulation", *Carnegie Mellon Electricity Industry Center Working Paper*, CEIC-04-03.
- NEWBERY D.M. (2002), « Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation », *Cambridge*, DAE Working Paper 0230.
- NEWBERY D.M. (2002), *Problems of liberalising the electricity industry*, *European Economic Review*, 46.
- PEREZ Y. (2002), « L'analyse néo-institutionnelle des réformes électriques européennes », *thèse de doctorat*, Université de Paris I.

- POSNER R. (1969), "The Federal Trade Commission." *University of Chicago Law Review* 37: 47—89.
- STAROPOLI C. (2001), « Conception de marché efficaces pour les secteurs déréglementés : le cas des marchés de gros d'électricité », *Thèse de Doctorat, Université de Paris I.*