

La crise californienne, accident fortuit ou première défaillance du système de régulation des réformes concurrentielles de l'électricité ?

Jean-Michel Glachant
ADIS-GRJM, Université de Paris XI
Décembre 2004

(à paraître dans « *Les crises de la régulation* », 3^e volume de « *Droit et Economie de la Régulation* », s.l.d. de Marie-Anne Frison-Roche, Presses de Sciences-Po & Dalloz)

Aux Etats-Unis, entre 2000 et 2003, les principaux risques encourus par les réformes concurrentielles des industries électriques ont semblé être les réformes elles-mêmes, beaucoup plus que le risque énergétique qui ne sera pas traité ici.

A partir de la crise californienne, qui a duré de l'été 2000 au printemps 2001, puis de l'affaire Enron initiée en automne 2001, il est apparu qu'un des risques les plus forts d'une réforme concurrentielle pouvait être son propre coeur et son propre moteur : son volet concurrentiel. C'est pourquoi la crise américaine a été vécue comme un échec gigantesque aux conséquences durables. Après avoir cru que cette crise était probablement spécifique et fortuite, sans doute entraînée par les particularités très fortes du système électrique et de la réforme de Californie, il a semblé de plus en plus évident que le système de régulation des réformes concurrentielles présentait lui-même de véritables défaillances.

Cependant les réformes concurrentielles dans le domaine de l'électricité ne sont pas nées aux Etats-Unis mais en Grande-Bretagne, dix ans plus tôt. La Grande-Bretagne avait enseigné à partir de 1989 (adoption de l'*Electricity Law*) une conception assez simple de la réforme concurrentielle de l'électricité. Certes, on y avait bien identifié un secteur à risque dans le domaine des réformes de l'électricité. Mais c'était le secteur des activités en monopole. Le risque était là parce que ces monopoles risquaient de bloquer ou de polluer la dynamique concurrentielle. Heureusement on pouvait réglementer fermement les maillons en monopole. La nouvelle réglementation « incitative » (théorisée par J-J Laffont et J. Tirole, et symbolisée par le *Price Cap* de S. Littlechild) proposait donc une nouvelle régulation « concurrentielle » des monopoles par une autorité publique. En face de ces maillons en monopole, on trouvait la partie heureuse et vigoureuse de la réforme, les maillons concurrentiels, qu'on ne devait pas vraiment réglementer mais plutôt maintenir fermement dans un cadre concurrentiel. C'est ce qui était si nouveau dans la réforme électrique britannique, par rapport aux autres grandes réformes comme celles de British Gas ou de British Telecom. Dès le départ, on plaçait au cœur de la réforme des mécanismes concurrentiels exigeants avec la création d'un marché de

gros obligatoire : l'*Electricity Pool*, placé entre les producteurs et les commercialisateurs verticalement déintégré.

Or c'est ce cœur concurrentiel du marché de gros qui a fait craquer la réforme électrique en Californie. Le volet concurrentiel peut ainsi, en pratique, devenir plus dangereux que le volet du monopole. Et le marché de gros californien, le CA.PX, vitrine de la technologie californienne, le plus moderne du monde dans sa conception informatique, a été définitivement fermé moins de trois ans après son ouverture.

Ce premier enseignement douloureux pour une réforme concurrentielle sera suivi très rapidement d'une autre leçon plus cruelle encore. Dès l'automne 2001, la faillite d'Enron mettait à jour des comportements de marché proprement frauduleux. Il y avait donc pire qu'un marché qui s'enfonçait de lui-même dans une crise terrible, comme en été 2000 – printemps 2001. Ce serait un marché détourné par des tricheurs et des délinquants. L'« Affaire Enron » devint alors un véritable drame, sectoriel et national. Car Enron était le pionnier prestigieux de la toute nouvelle politique américaine de concurrence électrique. Enron était le Microsoft de l'énergie électrique et le champion du secteur à Wall Street. Parti du gaz et du Texas, étendu à une grande partie de l'Amérique, Enron avait en quelque années poussé dans le monde entier, jusqu'en Europe et en Inde, le développement des nouvelles formes innovantes de concurrence ainsi que la stratégie correspondante de déintégration complète de l'ancienne chaîne de valeur des industries électriques et gazières. De surcroît, Enron n'était pas le seul tricheur, d'autres aussi avaient fraudé. Peut-être moins, peut-être plus, cela n'avait plus une grande importance. Car tous les autres « *nouveaux entrants* » de la réforme concurrentielle américaine étaient cités tour à tour dans l'accumulation de révélations spectaculaires. Tous les grands gagnants d'hier pouvaient donc être aussi, peu ou prou, des fraudeurs. Et leurs cours de bourse de perdre jusqu'à 90 % de leur valeur.

Après quelques semestres de complet « Laisser-faire », en 2000 et 2001, une troisième vague de bouleversement du secteur électrique américain surgit à Washington D.C. en 2002 et 2003. Le Président Bush limogea son protégé à la présidence du régulateur fédéral de l'énergie, la « FERC » (*Federal Energy Regulatory Agency*). Il le remplaça par un autre fidèle, plus réactif ; le régulateur qu'il avait mis en place au Texas quelques années plus tôt. La mission de ce nouveau régulateur fédéral était de reprendre en main fermement la régulation publique des activités concurrentielles. Le volet concurrentiel des réformes devint ainsi aux Etats-Unis une des cibles prioritaire d'un retour à une vigoureuse régulation publique, au point que les monopoles de gestion des réseaux (nommés ISOs : *Independent System Operators*) étaient

maintenant mobilisés par le régulateur fédéral pour accélérer la mise en œuvre des nouvelles priorités de surveillance et d'encadrement des marchés.

Un quatrième raz de marée, tout aussi spectaculaire, surgit alors à l'improviste, à la fin du bel été 2003. Pendant que la « FERC » s'activait pour bien re-réguler le volet concurrentiel de la réforme, c'est le volet en monopole réglementé qui se brisait sous ses yeux. Les réseaux de transport de l'électricité, la partie la plus typiquement réglementée des réformes concurrentielles, s'effondraient lors du gigantesque « black-out » de la côte Est. Depuis New York jusqu'au Canada...

Le modèle fondateur des réformes concurrentielles : isoler et neutraliser le risque du monopole des réseaux

Pendant les années 1990, la réforme britannique était la référence et le prototype des réformes concurrentielles électriques ; y compris de la réforme électrique européenne. Le risque principal de la réforme concurrentielle était identifié comme la pollution de la concurrence par les maillons en monopole naturel. Mais ce risque principal était bien anticipé par l'organisation de la régulation. On prévoyait donc de créer un régulateur indépendant qui encadrerait le secteur monopoliste. Ce secteur monopoliste se contenterait de gérer les activités de réseaux dans le transport et la distribution, dans le cadre d'une réglementation pro concurrentielle. De véritables marchés encadreraient eux-mêmes les maillons concurrentiels de la production et de la vente, de la vente en gros (y compris le *trading*) et de la vente au détail (commercialisation aux consommateurs finals) qui sont, insistait-on, des activités à risque entrepreneurial normal. Il fallait libéraliser le secteur électrique parce que les activités de ses maillons concurrentiels étaient des activités entrepreneuriales ordinaires, comme celles de toutes les autres industries. Quand on a investi en production, on doit trouver des clients. Quand on vend des marchandises, il faut pouvoir les vendre à un certain prix ; etc. C'était le risque entrepreneurial ordinaire de tout producteur ou de tout négociant, de tout marchand de vin, d'automobiles, d'ordinateurs ou d'immeubles de bureaux.

De 1991 à 1997, la Norvège, puis la Suède et la Finlande, recopièrent de nombreux traits essentiels de ce modèle britannique de réforme électrique : la séparation verticale complète du transport, le régulateur indépendant, la création d'un marché de gros concurrentiel, etc. Il y avait donc de plus en plus de pays qui neutralisaient le risque anticoncurrentiel des monopoles de réseaux par de la réglementation publique, tout en s'en remettant à la concurrence des marchés pour encadrer les autres activités et pour générer plus d'efficacité, plus d'innovation,

etc. De 1994 à 1996, c'est la Californie qui commençait à discuter le contenu de la première grande réforme électrique concurrentielle des USA. La Californie avait déjà sous les yeux plusieurs exemples, dont l'anglais et le nordique. Et, légitimement, elle voulait faire mieux. Car l'Amérique est le « Nouveau Monde ». Et les californiens, tout spécialement, pensent être des innovateurs nés, « sans état d'âme » vis-à-vis du passé. Ce sont eux qui ont inventés la « Silicon Valley », centre mondial d'une des innovations les plus révolutionnaires du siècle : la « *digital economy* ».

Quelques économistes réputés, appelés pour contribuer au débat californien de réforme électrique, se sont affrontés alors, pour ou contre tel ou tel modèle de réforme, telle ou telle règle des mécanismes concurrentiels. Ils ont conduit entre eux des luttes acharnées sur le *design* idéal et sur les compromis acceptables. W. Hogan (U. de Harvard) conseillait l'entreprise SDG&E de San Diego. P. Joskow (MIT) conseillait l'entreprise SCE de la région de Los Angeles. F. Wolak (U. de Stanford) et S. Borenstein (U. de Berkeley) entraient directement dans les Comités de Surveillance du marché de gros et de l'opérateur du système. Il y eut en effet de nombreux affrontements et de nombreux compromis entre les « parties prenantes » (*Stakeholders*) avant de déboucher sur une loi exceptionnellement consensuelle : votée à l'unanimité par les deux chambres. Mais, malgré le nombre ou l'ampleur des compromis politiques et entre lobbies finalement incorporés à la loi finale, aucun expert n'a vu venir un monstre effrayant ni prédit un tremblement de terre après le vote de la loi en 1996, ni lors des deux premières années de sa mise en œuvre en Avril 1998- Avril 2000.

D'ailleurs, selon les critères les plus généraux d'évaluation structurelle des réformes concurrentielles, comme ceux du premier *Benchmarking* de la Commission européenne (auquel j'ai moi-même contribué), la Californie pouvait être candidate de 1996 à 1999 au poste de meilleure élève concurrentielle, et selon au moins six critères standard. Ce sont aussi les critères de l'ouvrage que j'ai publié en 2003 (« *Competition in European Electricity Markets. A Cross-country Comparison* »). Selon ces standards, la Californie apparaît bien comme N°1 des bons élèves des réformes concurrentielles. Le régulateur y est totalement indépendant du gouvernement et des opérateurs. La Californie a réalisé la séparation complète entre l'opérateur du transport, appelé aux Etats-Unis *ISO (Independent System Operator)*, la production et la commercialisation. Elle a créé un marché de gros organisé, une Bourse obligatoire (CA.PX) qui n'est pas un marché informel de type OTC (marché bilatéral *Over The Counter*). Elle a recours à des marchés organisés pour tous les autres aspects de gestion du réseau (« Services Système »), notamment pour les réserves, pour la gestion des congestions majeures (avec une tarification zonale), pour l'ajustement (*Balancing*) qui est un

marché d'énergie quasiment en temps réel, etc. Ce que les Anglais ont eu plus du mal à mettre en oeuvre, puisqu'ils n'y sont parvenus qu'après 2000 (Réforme du NETA) et sans avoir de vrai marché *spot* de l'énergie, ni de marché de gestion des congestions principales. Enfin, les Californiens ont ouvert leur réforme dès le premier jour à une éligibilité totale et immédiate de tous les consommateurs (100%). Tandis que la Grande-Bretagne a attendu 4 ans pour passer tous les consommateurs professionnels à la concurrence (1994), et 10 ans avant de passer à la concurrence de détail. Enfin, le dernier critère formel de l'intensité concurrentielle des réformes électriques est la concentration de la production. L'Angleterre avait souffert du pouvoir de marché d'un duopole dès le début de sa réforme. Car les deux plus grands producteurs anglais privatisés géraient 78% des capacités de production, tandis que le 3e producteur, le nucléaire British Energy, leur avait délégué de fait son pouvoir de fixation des prix. Mais, au contraire, la Californie a atteint dans sa réforme une des concentrations de la production la plus faible jamais vue en Europe, avec ses cinq premiers producteurs n'atteignant pas à eux tous 60 % du parc. Enfin, les capacités d'interconnexion de la Californie avec les états limitrophes dépassaient 15 % de sa consommation intérieure.

Capacité de production électrique en Californie (fin de 1999)

Compagnies	En GW	En %
PG&E	11,6	20,8
SCE	9,5	17
SDG&E	0,7	1,2
AES	4,7	8,4
Duke	2,9	5,2
Dynegy	2,9	5,2
Reliant	4	7,2
Mirant	3,2	5,7
Autres	16,2	29,3
TOTAL	55,7	100

Données de la California Energy Commission

Notes : *Opérateurs historiques* (PG&E – San Francisco ; SCE – Banlieue de Los Angeles ; SDG&E, San Diego) ; *Nouveaux entrants* (AES, Duke, Dynegy, Reliant, Mirant) ; *Autres* (notamment coopératives rurales et entreprises municipales).

Sur les six critères standard que nous utilisons pour juger les réformes concurrentielles, la Californie se trouvait bien en tête. Ces critères ne garantissent donc pas le succès des réformes concurrentielles. Il existe d'autres modalités de réforme, plus fines que ces critères standard, et qui sont aussi importantes ou plus importantes qu'eux. Ce sont tout d'abord les règles détaillées du *design* des marchés et de l'accès aux réseaux. Ce sont aussi les réponses

effectives que les autorités de régulation apportent aux mille et une adaptations *ex post* que nécessitent des réformes aussi importantes et aussi novatrices.

La première surprise américaine : le risque de crise des marchés concurrentiels

On a appris en Californie que les risques de crise portés par les marchés électriques concurrentiels pouvaient conduire à des dommages plus grands que ceux du monopole traditionnel. On a constaté qu'une crise concurrentielle pouvait multiplier les prix de marché par trois ou par cinq (donc +200 % à + 400%), parfois encore plus. Alors que le monopole traditionnel pouvait augmenter les prix de 20%, parfois de 30%. La rente de la crise concurrentielle californienne a été évaluée à 4,5 milliards de dollars pour 4 mois seulement, de juin à octobre 2000. La Californie, en nombre habitants et en électricité, est environ deux fois plus petite que la France. A l'échelle de la France, l'ordre de grandeur de la crise est donc de 9 milliards de dollars en 4 mois (150 dollars / habitant). Ce sont les calculs des universitaires Severin Borenstein et Frank Wolak qui exercent tous les deux les fonctions officielles de présidents des deux *Market Surveillance Committees* de la réforme électrique de Californie. Cette rente de crise concurrentielle est anormale parce qu'elle correspond à un prix de marché supérieur au coût économique de l'unité marginale de production. L'unité marginale de production est toujours la plus chère de celles qui sont en fonctionnement, et ceci est normal. Il en résulte toujours un gain pour toutes les unités en fonctionnement avec un coût marginal moins élevé. Mais ce gain là ne crée pas de rente excessive parce qu'il contribue à rémunérer les coûts fixes plus élevés de ces producteurs. Le caractère tout à fait anormal de la rente de crise concurrentielle, c'est que le prix de marché dépasse largement les coûts de production de l'unité marginale de production. En Californie, cette rente de crise a même dépassé en valeur absolue le montant du chiffre d'affaires total de la production électrique des mêmes mois calendaires au cours des deux années précédentes. La rente de crise concurrentielle peut donc atteindre des niveaux extrêmement élevés.

Enfin, un dernier risque important, révélé par les crises des réformes concurrentielles de l'électricité, est que les régulateurs peuvent être aussi inefficaces dans la conception *ex ante* des réformes que dans la correction *ex post* des erreurs des réformes. La crise californienne a duré près de 12 mois, de juin 2000 à avril 2001. Comment une crise peut-elle durer aussi longtemps alors qu'elle était aussi visible et aussi violente ? Que font les régulateurs ?

Il est très surprenant de constater que, dès l'été 2001, la Californie a retrouvé les prix de gros d'avant la crise. Comme si, dans cette crise, rien n'avait été vraiment éternel et irréparable.

Comme si une autre politique de régulation aurait pu y mettre un terme bien plus tôt. Quoique les prix de gros soient redevenus sages, le poids financier de la crise restera cependant inscrit pour longtemps dans les comptes de l'Etat de Californie. Car il s'est substitué au marché PX, fermé, pour acheter au prix fort de l'électricité par des contrats de long terme.

Cette première crise concurrentielle a choqué de nombreux spécialistes du domaine de la régulation parce qu'ils ont dû constater qu'un important pouvoir de marché pouvait s'exercer avec des taux de concentration industrielle très faibles (moins de 60 % de parts de marché pour le total des cinq premiers producteurs). L'analyse traditionnelle du pouvoir de marché était donc erronée, en particulier la définition et la mesure du pouvoir de marché en vigueur chez le régulateur fédéral de l'énergie (la FERC)¹.

A côté du pouvoir de marché traditionnel, par concentration, comme dans le monopole, le duopole, etc., il existe une autre famille de pouvoir de marché qui se rattache à la rareté absolue de l'offre dans des circonstances où la demande réagit faiblement aux hausses de prix. Le grand public a connu des effets similaires lors des chocs pétroliers. Ces circonstances sont amplifiées dans le secteur électrique par l'impossibilité de stocker l'énergie. Elles s'expriment de manière exacerbée quand le système électrique fonctionne à proximité de sa capacité maximale (y compris une marge minimale de réserves de sécurité). De très nombreux producteurs peuvent alors exercer un « pouvoir pivot » (un pouvoir de « retrait ») qui menace tout l'équilibre du système. L'on a effectivement constaté en Californie que, sur des marchés concurrentiels, les producteurs sont parfois incités à déplacer ou à retirer des capacités au lieu de toutes les offrir (*capacity withholding*). Certes, dans des circonstances favorables aux consommateurs, les marchés concurrentiels incitent les producteurs à produire le plus possible et à vendre le plus possible. Dans certaines circonstances défavorables, ces marchés peuvent inciter les producteurs à retirer des capacités pour accroître la rareté et vendre encore plus cher.

Deuxième surprise américaine : les manipulations frauduleuses et la délinquance économique

Mais, au-delà de cette première crise, apparaît très vite une seconde crise : la manipulation frauduleuse des marchés, la délinquance économique. Après qu'Enron ait défailli financièrement à l'automne 2001, les enquêteurs pénétrant dans la compagnie texane ont découvert des notes et des communications internes expliquant comment cette entreprise

¹ Lors de ma comparution dans l'audition du régulateur de l'Etat de Californie (CPUC), en août 2000, j'ai pu constater l'ampleur des divergences entre Frank Wolak et le représentant de la FERC.

trichait. Ce fut une stupéfaction. Notamment parce que plusieurs Californiens avaient dénoncé l'existence de tricheries dès l'été 2000 et l'hiver 2000-01. Tandis que le régulateur fédéral, la FERC, avait conçu et défendu une version officielle selon laquelle les prix californiens se comportaient normalement, certes sur des marchés concurrentiels « en surchauffe » mais fondamentalement sains. Maintenant que la FERC détenait des preuves de fraudes, elle ne pouvait plus nier la possibilité de manipulation des prix et des marchés. Le marché électronique privé «*Enron-on-line* » avait réellement manipulé les prix des marchés bilatéraux (OTC) en modifiant soit l'offre, soit la demande, soit à la fois l'offre et la demande, jusqu'à parvenir aux prix qu'il souhaitait afficher. Enron avait également manipulé les marchés organisés en effectuant des enchères qui contournaient le code de ces marchés. Tricherie «*Washing* » : Enron fait tourner des achats et des ventes en boucle sur plusieurs Etats pour contourner les plafonds de prix (*Price Cap*) propres à la Californie. Tricherie «*Death Star* » : Enron provoque des congestions artificielles en Californie (à partir d'une zone sensible ou d'un Etat voisin), puis attend que le réseau de transport de la Californie paye pour supprimer cette menace de congestion. Enron a appelé sa manipulation «*death star* » (étoile de la mort) parce que la manœuvre congestionnante a la forme d'un petit triangle. Etc. Etc.

D'autres tricheurs potentiels ont été identifiés. Comme le gazier *El Paso*. Après une enquête de la FERC, *El Paso* a accepté de payer volontairement plus d'un milliard de dollars en « solution négociée », afin de ne pas être poursuivi pour son comportement de manipulation du marché du gaz californien pendant la crise de l'hiver 2000/2001. D'autres pionniers de la réforme concurrentielle comme Williams, Reliant, Dynegy, etc. ont été suspectés ou convaincus de fraude ou de criminalité économique. Ces soupçons de tricherie ont atteint à l'automne 2003 les indices de prix des marchés bilatéraux (OTC). En général, sur ces marchés décentralisés et de gré à gré, on fait confiance à quelques indices de prix réalisés par des professionnels de l'information économique, comme les compagnies Platts ou Bloomberg. Or il est apparu que ces indices avaient été délibérément manipulés par des opérateurs, y compris des compagnies européennes, qui donnaient volontairement aux enquêteurs des chiffres faux sur leurs volumes et leurs prix d'achat ou de vente. Dans le but de tromper des clients incapables d'imaginer que ces prix, répliqués dans leurs contrats d'achat d'énergie, pouvaient être manipulés stratégiquement.

Troisième surprise américaine : la mise en place d'une police et d'une surveillance permanentes des marchés concurrentiels

Devant l'ampleur de ces manipulations et fraudes, les autorités fédérales américaines ont fini par réagir avec vigueur. Ce qui provoqua un nouveau choc majeur dans le cours des crises concurrentielles. Le régulateur fédéral avait commencé par défendre un « laissez faire » de principe en été 2000 - printemps 2001. Il refusait d'intervenir à chaud dans la crise des jeunes marchés de gros, en arguant de la nécessité d'une période d'adaptation et de rodage pour réussir à installer une libre concurrence. Aucune autre autorité du secteur ne pouvait passer outre et se substituer à la FERC. D'une part, les régulateurs des Etats (les *Public Utilities Commissions*) n'avaient plus d'autorité sur les nouveaux marchés de gros, sur le transport et sur les interconnexions, en vertu du principe de séparation des pouvoirs entre le niveau fédéral et le niveau local dans les réformes concurrentielles. D'autre part, les nouvelles directions opérationnelles de ces marchés et les nouveaux gestionnaires des réseaux de transport ne pouvaient pas modifier leurs règles de fonctionnement si la FERC y faisait opposition. Au point que la FERC, ayant reçu une plainte formelle du gestionnaire du transport californien (le CA.ISO) au début de l'été 2000, avait souhaité lui supprimer toute capacité d'intervention et d'enquête, arguant qu'on ne pouvait pas à la fois être plaignant et surveillant. Car, avant sa plainte contre des opérateurs de marché, l'ISO californien utilisait officiellement le statut de « surveillant des marchés ».

En pratique, la FERC n'a donc pas agi significativement dans la crise californienne avant la fin de l'automne 2001, et n'est intervenue qu'avec un plafond de prix léger (*soft price cap*): un plafond de 150 dollars le mégawatt heure. C'est-à-dire six fois les coûts de production en régime concurrentiel standard. Mais ce plafond pouvait être contourné sur demande, si le producteur justifiait des coûts plus élevés. Une occasion a été trouvée fort opportunément dans le prix du gaz. Ce prix, qui était à 2 dollars le million de BTU en 1999, est passé à 19 dollars en décembre 2000 et, au pic de la crise, en janvier février 2001, est monté jusqu'à 50 dollars, 25 fois le prix concurrentiel antérieur. Quand la crise a été dénouée, ce prix est retombé à 6 puis à 2 dollars.

Dans une seconde période, la FERC changea complètement de comportement, après avoir également changé de président. Les californiens disaient du président antérieur de la FERC qu'il était professionnellement incompetent mais, hélas, un « incontournable » politique du camp républicain. Le nouveau président de la FERC, venant de la Commission de régulation du Texas et ami de Georges Bush, apporta les moyens d'impulser une politique interventionniste de régulation des marchés au niveau fédéral, mais aussi au niveau des Etats en activant les relais constitués par les directions des nouveaux marchés de gros et des gestionnaires des réseaux de transport. Sous sa direction, la FERC a affirmé l'obligation pour

les producteurs d'offrir toutes leurs capacités sur le marché. Un producteur qui ne mettrait pas toutes ses capacités sur le marché serait réputé avoir triché et serait donc poursuivi. Deuxièmement, la FERC en vint au principe d'un Plafond de prix « dur » (*hard price cap*). Ce plafond de prix peut être individuel, au niveau de chaque unité. La FERC peut demander les coûts de production, le rendement énergétique, la quantité de gaz consommée pour produire un mégawatt heure. S'il s'avère que le producteur a menti, il peut être poursuivi, voire emprisonné. Enfin, ce *price cap* est étendu à tous les marchés de l'ouest, donc pas seulement à la Californie, mais à tous les Etats périphériques à la Californie. L'idée initiale, d'avant les réformes, que les marchés concurrentiels étaient le moteur indépendant et sain de la réforme, avait à peu près disparu. La FERC intervenait durement, et la crise cessa très rapidement, en 4 à 6 semaines.

Mais, comme la crise concurrentielle californienne a été suivie, à six mois d'intervalle, par la crise Enron, la FERC en est venue volontairement à une véritable police des marchés. Une police où l'on peut arrêter les managers et même les emprisonner, etc. Bien sûr, ce n'est pas la FERC qui passe les menottes, elle n'en a pas le pouvoir. Néanmoins elle a mis en place une réelle police des marchés. La FERC oblige dès 2003 tous les professionnels du secteur à lui transmettre périodiquement tous les contrats d'achat ou de vente conclus, à court terme ou à long terme, avec les noms, les volumes, les prix, la durée, etc., dans tous les Etats-Unis. Chaque trimestre la FERC publie le tout sur son site web, avec un logiciel d'interrogation et d'extraction gratuit (<http://www.ferc.gov/docs-filing/eqr.asp>). D'autre part, la FERC menace de reprendre à tous les tricheurs tous les bénéfices indus. Comme il existe maintenant un *price cap* « dur », il est donc possible de déterminer si un producteur a triché sur ses coûts de production, sur son efficacité énergétique, etc., et donc de calculer des bénéfices indus sur des ventes passées. Enfin, comme il y a eu des manipulations des prix ou des indices de prix du gaz, la FERC peut recalculer à sa manière les prix d'achat des combustibles, notamment si le prix d'achat du gaz lui semble non concurrentiel. Pour faire ressortir la fermeté nouvelle de la FERC, on peut comparer son attitude à celle du régulateur britannique, Stephen Littlechild, qui n'a jamais rien pratiqué de tout ceci quand il s'est heurté à des manipulations avérées des prix de gros sur le Pool.

Cependant, pour conduire cette nouvelle police des réformes concurrentielles, le statut de la FERC n'est pas parfaitement adapté. En particulier la FERC n'est pas le régulateur traditionnel des marchés. Elle était uniquement le régulateur des *utilities* et du transport dans leurs relations inter états. Le régulateur « naturel » des marchés électriques aurait pu être la CFTC, le régulateur des marchés de commodités. Mais il semble que le lobbying d'Enron

avait stratégiquement empêché la CFTC d'être compétente pour les marchés de l'électricité. Comme les marchés de gros d'électricité n'ont pas d'autorité traditionnelle de surveillance, la FERC a fini par s'imposer de fait comme autorité, à partir de 2002, sur toutes les formes de commerce en gros d'électricité (y compris l'OTC). Mais cette autorité dérive d'un texte très ancien, donc très « sollicité » car très antérieur à la création de marchés concurrentiels. Il s'agit de la loi électrique de 1935 ... conçue pour réguler les monopoles électriques.

Ainsi, depuis 2002 une politique américaine volontariste de surveillance des marchés concurrentiels de l'électricité s'est construite, avec un régulateur fédéral à Washington (la FERC) et des acteurs sur le terrain des états, essentiellement les gestionnaires du transport (les ISOs). Sauf au Texas où la FERC n'est pas compétente. De véritables unités professionnelles de surveillance permanente des marchés ont été formées ou développées. Par exemple, en 2002 : en Californie - 14 personnes à temps plein pour surveiller les marchés, avec un budget de 3 millions de dollars ; en Nouvelle Angleterre - 14 personnes pour surveiller les marchés, avec un budget de 2 millions de dollars ; à New York - 30 personnes pour surveiller les marchés, avec un budget de 5 millions de dollars ; à PJM (Pennsylvanie – New Jersey - Maryland) - une quinzaine de personnes pour surveiller les marchés, avec un budget de 3 millions de dollars ; au Texas – une exception, avec seulement 600 000 dollars de budget, mais le parlement a voté en 2003 une rallonge d'un million et demi de dollars. La FERC elle-même a créé de toute pièce un département de surveillance entièrement nouveau (l'OMOI), doté d'environ 100 personnes et de 10 à 20 millions de dollars de budget. Ce département fédéral de surveillance des marchés concurrentiels a donc à lui seul la taille et le budget de la CRE en France.

L'autre point frappant est la répartition des rôles entre le régulateur fédéral, la FERC, et les surveillants des marchés à l'œuvre dans les états. Dans tous les états ayant créé des marchés de gros concurrentiels, sauf au Texas, les surveillants au jour le jour de ces nouveaux marchés ne sont pas les régulateurs des états (les *Public Utilities Commission*), mais les gestionnaires de réseaux de transport (les ISOs). Ces ISOs sont donc à la fois les surveillants des marchés et les opérateurs qui gèrent les monopoles des services de réseaux (services de transport et services système) et les marchés correspondants (réserves, ajustement, congestion). A PJM, la bourse d'électricité (PX) est également la propriété du ISO. En pratique, ces gestionnaires de réseau sont donc des organisations autorégulées, en américain : SROs (*Self Regulated Organisations*). Exactement comme la bourse de New York (le New York Stock Exchange) est une SRO. Aux USA, le gestionnaire du monopole de réseau se régule donc lui-même tout en surveillant directement les opérateurs concurrentiels pour le compte de la FERC. Ce qui

fait beaucoup de changements par rapport au modèle britannique initial d'un régulateur indépendant soutenu par des marchés concurrentiels.

Cette réanimation de la surveillance des marchés dans les états et au niveau fédéral s'est étendue jusqu'à une tentative directe de reprise en main générale du *design* des marchés. Dès juillet 2002, la FERC a repris l'initiative en matière d'architecture des réformes concurrentielles dans tous les Etats-Unis. Elle a proposé un design harmonisé de réforme : le SMD (*Standard Market Design*), dans un long document de 400 pages. Avec, notamment, les propositions suivantes :

- Indépendance des opérateurs de réseau. Le transport ne doit plus être intégré ou soumis d'aucune manière aux professionnels des activités concurrentielles, comme c'est le cas encore au Texas et dans les états n'ayant pas réformé.
- Il faut créer des opérateurs de transport régionaux (les RTOs) couvrant plusieurs Etats à la fois pour que, au niveau régional inter états, on ait une organisation unique, des règles uniques, un contrôle unique, y compris un surveillant régional unique des marchés.
- Pour les congestions, il faudrait un système commun de tarification dans tous les Etats-Unis. Ce serait le *nodal pricing*, qui est la manière la plus sophistiquée de tarifier les congestions, la plus sophistiquée en calcul économique et en calcul de réseaux. En pratique, un programme technico-économique calculerait ces prix et les communiquerait aux participants du marché.
- Il faut redéfinir les services de réseaux et redéfinir l'accès aux réseaux avec des règles standard et des définitions communes. Il faut des standards de surveillance des marchés dans tous les Etats-Unis, donc des indicateurs communs, des bases de données communes inter opérables, etc.
- Des procédures standard de mise en cohérence des capacités de production, des capacités de transport et de la gestion de la demande, qui déboucheraient donc sur une prévision et une programmation souples du développement du système électrique.
- Une réglementation de référence du rendement des investissements en transport, pour relancer l'investissement dans ce domaine. Le problème ne serait pas le manque de capitaux, mais la garantie de la rémunération. On garantirait 8,5 % de rendement. Il y aurait plus de capitaux disponibles que de projets possibles.
- Enfin, centrer le marché de l'énergie sur les contrats bilatéraux. Donc ne pas donner un rôle central aux bourses d'électricité en les rendant obligatoires. Il y aurait des

bourses, mais elles ne seraient pas obligatoires. La masse des échanges resterait encadrée par des contrats bilatéraux.

- Par contre, pour les services de réseaux, on miserait sur des marchés spécialisés organisés et obligatoires (réserves, congestions, ajustement), avec des procédures de marchés harmonisées.

Manifestement, avec ces propositions, la FERC intervenait non seulement comme surveillant-chef des marchés, mais également comme architecte en chef du *design* des marchés.

Quatrième surprise américaine : un jeune ISO responsable du black out New York - Ottawa

Arrive alors le dernier choc des réformes concurrentielles aux USA : le black out de l'été 2003. Ce choc a été, à son tour, extrêmement violent puisqu'il touchait la partie la plus réglementée de l'industrie électrique : les réseaux de transport. Cette partie a toujours été réglementée aux Etats-Unis depuis la loi de l'ère Roosevelt en 1935. Un organe responsable de la politique de sécurité des réseaux de transport, le NERC (*National Electricity Reliability Council*), avait été créé après le black out des années 60 à New York. Le NERC a rendu dès octobre 2003 ses premières conclusions sur le nouveau black out. La première conclusion officielle est qu'il faut renforcer la communication entre les gestionnaires régionaux des réseaux de transport. Notamment à partir du Midwest, où la crise est née dans la zone du « *Midwest ISO* ». La deuxième conclusion officielle est que les ISOs doivent investir dans l'étude des scénarios de gestion de crise sur les réseaux avant que ces crises n'aient lieu. Il est tout à fait frappant que ces deux conclusions ne visent que des dispositifs organisationnels. Il n'est nullement question d'appeler à investir massivement dans les réseaux de transport. Ce ne sont pas les insuffisances de capacité de transport qui sont en cause. C'est la responsabilité et la préparation organisationnelles des gestionnaires des réseaux de transport qui sont mises en cause. La conclusion implicite, mais très évidente, du NERC est que le jeune ISO du Midwest s'est avéré incompetent et qu'il est directement responsable du black out. Ce jeune ISO n'existait pas deux ans auparavant. Il n'a été créé que pour gérer l'extension de la réforme concurrentielle à de nouveaux états.

Quel nouveau cours de la régulation américaine ?

Après quatre crises ou chocs aussi importants en aussi peu de temps, moins de quarante mois, quel nouveau cours de la politique de régulation peut apparaître ? Il y a probablement deux

grands types de rectifications possibles, comme dans toute série de crises : marche avant et marche arrière.

- Marche avant : il faut en faire plus ! Ces crises ne sont que des soubresauts du vieux système mourant trop lentement. C'est la première possibilité. Mais sur quoi et comment faut-il en faire plus ? Il faudrait renforcer les pouvoirs d'intervention de la FERC, notamment sur un *Standard Market Design* qui deviendrait assez volontariste et serait soutenu par une loi fédérale. Une loi fédérale a effectivement été soumise aux Chambres, mais n'a pas réussi à passer l'épreuve du tir de barrage des lobbies dans les commissions parlementaires de l'énergie.
- Marche arrière : on arrête tout ! Car ces crises sont inhérentes à la politique suivie et les réformes électriques concurrentielles sont vraiment dangereuses. C'est la seconde possibilité. Elle est actuellement la plus vraisemblable, avec un enterrement progressif de la réforme fédérale par un front du refus. Politiquement, ce front du refus est consistant car il est formé des Etats « républicains » du sud et de l'ouest. Ceux qui ont le plus massivement voté pour la réélection du président Bush. Ils ont donc quelques moyens politiques de stopper l'extension et l'harmonisation fédérales de la réforme électrique. On pourrait ainsi en rester à « chaque Etat est maître chez soi et fait ce qu'il veut dans son coin » tant qu'aucune réforme concurrentielle n'y est volontairement initiée. C'est nécessairement le cas au Texas, car le Texas n'est pas soumis à la régulation fédérale en matière électrique. Cependant, le Texas est aussi une exception aux Etats-Unis pour son orientation électrique. C'est un des rares états « républicains » qui approfondit actuellement sa réforme pour rejoindre les modèles électriques concurrentiels des états « démocrates » (Nouvelle Angleterre, New York, PJM, MidWest et Californie).

En cette fin d'année 2004, il semble donc que les USA pourraient maintenir la partition en deux de leur organisation et de leur réglementation électriques. Il resterait ainsi possible d'y comparer les avantages et les risques réciproques de l'ancien système et du nouveau système. Avec un cœur « rouge » d'Etats républicains qui conserveraient les grandes caractéristiques de l'ancien système traditionnel de monopoles régulés. Et deux ailes « bleues » d'Etats démocrates, l'une à l'Est et l'autre à l'Ouest, toujours engagées dans la consolidation d'un système de marchés concurrentiels sous surveillance, et rejointes volontairement par la « *lone star* » du Texas. Dans ce cadre américain dual, à l'échelon local, le Texas resterait un état indépendant et les régulateurs de tous les autres états garderaient partout leur autorité

réglementaire sur les réseaux de distribution et le commerce de détail. Tandis que le régulateur FERC continuerait d'exercer une autorité fédérale plus directe et plus intense sur les ensembles production – transport des états acquis aux marchés de gros concurrentiels ; mais avec une autorité beaucoup plus discutée et beaucoup plus périphérique partout ailleurs, où les régulateurs des états garderaient l'ensemble de leurs prérogatives traditionnelles.

Références

- Glachant J. M., Rapport pour la Commission de Régulation de l'Energie (France), « *Etude comparative des pratiques de surveillance des marchés d'électricité en Europe et aux USA* », (2004), résumé en consultation sur mon site de recherche <http://www.grjm.net>.
- Glachant J-M, «Quatre designs de réforme électrique : Grande-Bretagne, Californie, Scandinavie et Allemagne», *Economies et Sociétés*, EN N°2-3, 2003, pp. 231-255
- Glachant J. M. & Finon D. (eds.), *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar, (2003).
- Glachant J-M, « L'approche néo-institutionnelle de la réforme des industries de réseaux », *Revue Economique*, vol. 53, n° 3, mai 2002, pp. 425-436.
- Glachant J-M, Rapport pour la Commission européenne DG TREN, en association avec Oxford Economic Research Associates (Grande-Bretagne), «*Indicators of Internal Market of Electricity*», (2001), en consultation sur le site de la Commission <http://www.europa.eu.int/comm/energy/library/oxera.pdf>.
- Glachant J-M, «Les pays d'Europe peuvent-ils reproduire la réforme électrique de l'Angleterre ? Une analyse institutionnelle comparative», *Economie et Prévision*, N°4, 2000, pp.157-168.
- Glachant J-M, *Les réformes de l'industrie électrique en Europe*, Editions du Commissariat Général du Plan, juin 2000.