
EUROPE – ÉTATS-UNIS : DES DIVERGENCES ÉLECTRIQUES ASSUMÉES ?

UNE PERSPECTIVE SUR LE FONCTIONNEMENT ET LA RÉGULATION DES MARCHÉS ÉLECTRIQUES DE PART ET D'AUTRE DE L'ATLANTIQUE

par MICHEL DERDEVET

Lauréat de la faculté de Droit de Montpellier – Diplômé d'HEC
Maître de conférence à l'Institut d'Études politiques de Paris (Europe et Entreprise)

et THOMAS VEYRENC

Ingénieur Supélec – MSc University College London
Diplômé de l'Institut d'Études politiques de Paris – Maître de conférence à l'Institut d'Études politiques de Paris (Économie approfondie)

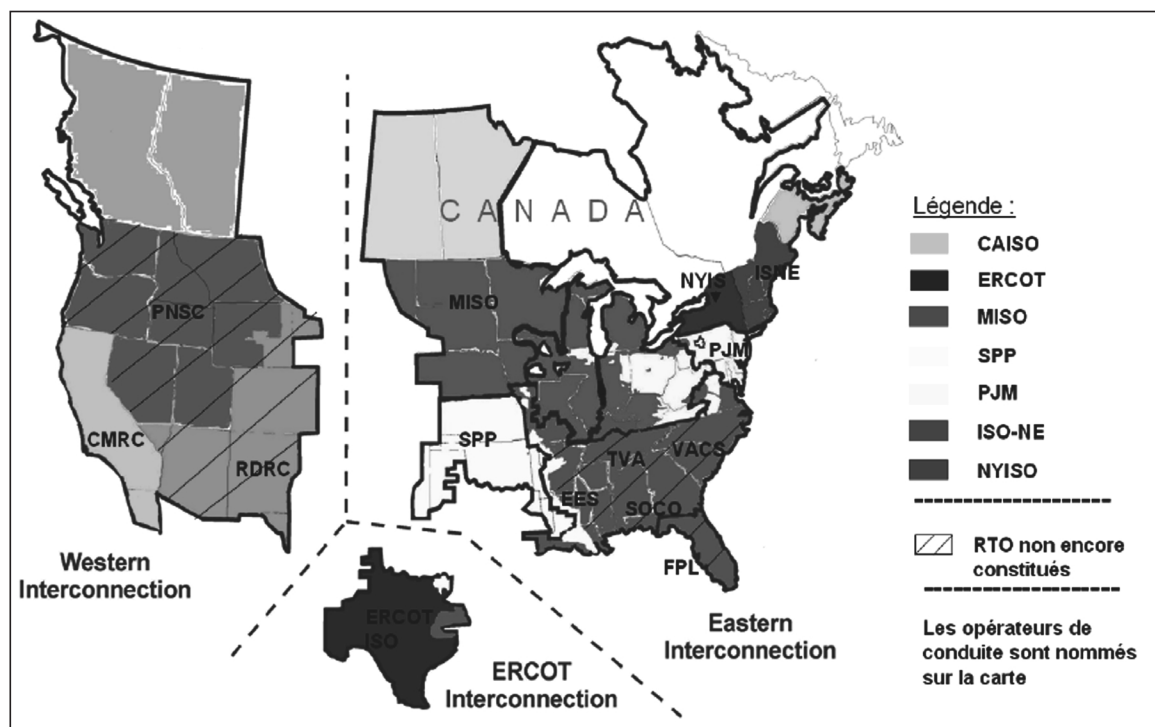
De part et d'autre de l'Atlantique, la libéralisation des industries électriques est le fruit d'une inspiration commune: substituer la concurrence à l'organisation monopolistique comme vecteur d'efficacité économique, et transformer un ensemble de marchés locaux en un grand marché continental intégré. Aussi, la diversité actuelle entre systèmes européens et américains interpelle. La relative homogénéité des systèmes électriques du vieux continent, en voie de renforcement à la faveur de l'élaboration, progressive mais délicate, de principes communs d'organisation du secteur énergétique au niveau communautaire, laisse place à une réelle hétérogénéité du côté américain, où chaque État demeure responsable de mener sa propre politique de restructuration, même si des principes communs d'organisation des marchés de gros sont reconnus et mis en œuvre au niveau fédéral. En Europe comme aux États-Unis, ce sont pourtant les mêmes questions qui se posent: statut des opérateurs de réseau, sécurité d'approvisionnement, ou hausse des prix de l'énergie. Témoins les tentations similaires de certains États de conserver des modes de régulation directe des prix, plutôt que de parier sur les vertus de la concurrence pour générer des investissements en capacités de production et tirer les prix vers le bas. À tous ces défis, les réponses actuellement envisagées traduisent plutôt une divergence accrue qu'un rapprochement. Au nom d'une liberté d'action plus fortement affichée par rapport au paradigme concurrentiel initial, l'éventail de réponses disponibles aux États-Unis semble plus vaste qu'en Europe, où la voie prônée par la Commission européenne consisterait à approfondir, indéfectiblement, le modèle initial sans l'altérer. L'avenir dira si cette tendance est durable, où si deux modèles structurellement différents sont susceptibles d'émerger de ces divergences conjoncturelles.

L'observation comparée des systèmes électriques américains et européens se doit tout d'abord de constater l'extrême différence structurelle entre les deux modèles. D'un côté, en Europe, un vaste ensemble de 27 pays, allant de la frontière tunisienne aux franges de la CEI, interconnecté petit à petit depuis cinquante ans et qui ambitionne en plus de constituer, dans les prochaines années, une vaste *mare nostrum* de l'électricité grâce au projet de « boucle électrique interconnectée » tout autour de la Méditerranée, ensemble solidaire et efficace, qui, même en cas de crise (1), participe d'une logique de secours mutuel.

Aux États-Unis, le système électrique apparaît plus complexe et morcelé. Trois réseaux majeurs cohabitent, sans lien entre eux: un

(1) Par exemple, lors de l'incident survenu le 4 novembre 2006 au soir en Allemagne, qui entraîna des perturbations d'alimentation pour 15 millions de consommateurs européens.

Carte électrique des États-Unis



Source : RTE

à l'Ouest (*Western interconnection*), un à l'Est (*Eastern Interconnection*), l'État du Texas fonctionnant lui en « île électrique ». Pas moins de 21 opérateurs de réseaux se répartissent la conduite du système américain : 14 de ces opérateurs sont déployés à l'échelle d'un État fédéré, d'autres ayant fusionné pour donner sept opérateurs régionaux pan-étatiques. Chaque État suit sa propre politique de restructuration de l'industrie électrique, et ces différents systèmes électriques régionaux ont des modes de fonctionnement variés, des réalités économiques, juridiques ou réglementaires, géographiques, humaines ou encore climatiques diverses, avec des acteurs industriels de toutes tailles dans chacun des segments de l'activité électrique. Les codes de réseau des différentes sociétés de conduite ne sont pas unifiés et les pratiques varient largement entre les différents opérateurs en matière de codification, d'accès au réseau, d'interconnexions régionales, de marché, de maintenance des réseaux, de mesures de leur performance.

Au-delà de ces différences structurelles, une même démarche a été engagée depuis une vingtaine d'années, de part et d'autre de l'Atlantique, visant à ouvrir les marchés de l'énergie et à favoriser le développement de la concurrence.

DES RÉFORMES AUX MOTIVATIONS SIMILAIRES

Depuis le début des années 1990, les États-Unis et l'Union européenne se sont tour à tour lancés dans un programme ambitieux de libéralisation des marchés de l'énergie. Ces programmes s'attachent à la fois à réformer l'organisation des marchés nationaux (en Europe) et étatiques (aux États-Unis), et à promouvoir la construction de grands marchés électriques intégrés, fonctionnant de manière unifiée. Motivées par des causes similaires, et portées par une même philosophie, ces politiques publiques de dérégulation ont été menées largement en parallèle de part et d'autre de l'Atlantique.

Aux États-Unis, les premiers jalons de la restructuration de l'industrie électrique ont été posés avec le *Public Utilities Regulatory Act* de 1978 mais surtout l'*Energy Policy Act* de 1992 (ouverture de la concurrence dans le secteur de la production, création des marchés de gros, mise en place des principes de l'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux sous l'autorité du régulateur fédéral, la FERC). Ces premiers pas ont ensuite été soutenus par la FERC, dont les ordonnances ont poussé à la création

de gestionnaires de réseau indépendants (2) et régionaux (3). En Europe, la première directive *Électricité* de 1996 (directive 96/92/CE) a marqué le premier pas vers l'ouverture des marchés pour la plupart des pays (certains, comme la Grande-Bretagne ou les pays scandinaves, avaient devancé l'appel, et en pratique servi de modèle à l'élaboration de la dérégulation européenne). Cette directive, transposée en France par la loi du 10 février 2000, a permis l'entrée sur le marché de nouveaux producteurs ainsi que la création d'un marché de gros (complétée par la création de la bourse Powernext en 2001); le transport et la distribution ont été progressivement séparés de la production pour créer, au 1^{er} juillet 2000, un gestionnaire de réseau indépendant, RTE, et le 1^{er} janvier 2008 son équivalent pour la distribution. Le mar-

(2) Les ISO ont été créées par la Rule 888 de la FERC en 1996, principalement au niveau de chaque État.

(3) Les ISO ont été encouragées à fusionner et à constituer des entités régionales (RTO) par l'Order n° 2000 du 15 décembre 1999.

ché de détail a été partiellement ouvert, permettant à des consommateurs dits « éligibles » de changer de fournisseur, c'est-à-dire de s'approvisionner sur un marché libre à un prix non régulé.

Autant de ruptures, approfondies depuis, avec le modèle verticalement intégré antérieur, puisque les différents services (production, transport, distribution, fourniture) étaient jusqu'alors conjointement fournis par une même entreprise en situation de monopole sur un territoire donné (souvent un pays entier en Europe, un État aux États-Unis). Ces monopoles étaient souvent des entreprises publiques (Europe), ou bien des entreprises privées régulées (États-Unis). Cette organisation, elle-même le fruit d'un mouvement continu d'intégration des différentes activités et des différents réseaux régionaux au cours de la première moitié du XX^{ème} siècle, répondait à des arguments économiques: volonté de réaliser des économies d'échelle dans le secteur de la production et celui du transport du fait de la lourdeur des investissements correspondants, mais surtout nécessité de coordonner au mieux les investissements pour répondre à l'augmentation rapide de la demande en période de croissance économique rapide (minimisation des coûts de transaction).

Or, s'il est difficile de prétendre que les fondamentaux économiques du secteur ont été modifiés, la façon même de les considérer s'est trouvée, à partir de la fin des années 1970 et surtout dans les années 1980, bouleversée par le tournant libéral amorcé aux États-Unis et en Grande-Bretagne. Des facteurs nouveaux (4) ont rendu effectivement plus fragiles certaines des hypothèses qui avaient servi à échafauder le consensus précédent; mais, plus généralement, c'est une suspicion croissante envers les performances des monopoles et la volonté affirmée de substituer, partout où cela était possible, la main invisible à la planification centralisée, qui a constitué la nouvelle donne de part et d'autre de l'Atlantique. Corrélée à l'arrivée au pouvoir de Ronald Reagan aux États-

Unis et de Margaret Thatcher au Royaume-Uni, la libéralisation du secteur énergétique est donc, avant tout, une déclinaison à un secteur spécifique d'un mouvement économique, politique, et idéologique de remise en cause des organisations monopolistiques. Ce constat n'a pas manqué d'avoir des répercussions importantes sur la suite des événements: la libéralisation a probablement été davantage motivée par l'intime conviction de l'efficacité de la concurrence que par la mise en place d'un cadre conceptuel cohérent tenant compte de la spécificité des industries électriques.

À ce premier pilier, consistant à agir sur les fondamentaux mêmes de l'organisation du système électrique, s'est ajouté un second: la construction d'un grand marché continental intégré. En d'autres termes, la désintégration verticale a d'emblée été pensée comme devant être accompagnée d'un élargissement horizontal des marchés, c'est-à-dire comme la transformation d'une juxtaposition de « marchés » locaux et monopolistiques en un grand marché continental et concurrentiel. Un tel programme était évidemment conforme aux intentions proclamées par la Commission européenne quant à l'achèvement du marché intérieur. Mais la même ambition était également partagée par les instances fédérales américaines, les systèmes électriques outre-Atlantique étant, et demeurant d'ailleurs en grande partie, largement autarciques et centrés sur la satisfaction de la demande locale. De nouveaux acteurs se sont alors superposés aux États: la Commission européenne d'une part, le Gouvernement et le régulateur fédéral d'autre part, qui tous deux ont été d'ardents défenseurs de l'ouverture des marchés.

AU-DELÀ DES PRINCIPES

La libéralisation a donc été *pensée* de manière relativement convergente aux États-Unis et en Europe: affirmation d'un

même courant de pensée, volonté de s'attaquer aux fondamentaux de l'industrie, dessein partagé d'unification continentale. Mais la libéralisation d'une industrie n'est pas seulement affaire d'intentions et de programmes. Les modalités de mise en œuvre, les détails des lois, le contenu des négociations entre acteurs et les rapports de force entre acteurs y jouent également un rôle prépondérant. Or, s'il est marquant de constater, comme nous l'avons fait jusqu'ici, la proximité d'intentions dans les libéralisations américaine et européenne, les organisations qui en ont résulté apparaissent aujourd'hui divergentes.

Des différences structurelles persistantes: l'exemple du statut des opérateurs de réseau

Ces différences se situent tout d'abord au niveau des modalités de séparation entre les activités concurrentielles et celles revêtant des caractères de monopole (donc régulées). Ouvrir à la concurrence les activités de production et de commercialisation implique en effet d'offrir à chaque acteur un accès non discriminatoire aux infrastructures de réseau qui conservent des caractéristiques de monopole naturel: ainsi, un concurrent d'EDF doit pouvoir, pour exercer son activité, accéder au réseau de transport d'électricité, de la même façon que les concurrents de France Télécom doivent pouvoir acheminer les appels sur le réseau local ou que les concurrents de la SNCF doivent être autorisés à faire emprunter à leurs trains le réseau ferroviaire national. Deux modalités peuvent alors être envisagées pour séparer les deux types d'activités: la première est d'en laisser la propriété à l'opérateur historique, mais d'exiger une séparation comptable, fonctionnelle et juridique sous l'auto-

(4) Réduction de la taille optimale des centrales et donc facilité à concevoir un marché de la production ouvert à la concurrence.

rité d'un régulateur; la seconde est de procéder à la séparation totale du réseau: on parle alors de séparation patrimoniale, ou *ownership unbundling*. Or, non seulement ces modalités de séparation peuvent varier, mais encore l'identification même des activités à séparer peut elle-même s'avérer différente. Ainsi, deux modèles sont en concurrence concernant le statut du gestionnaire de réseau: celui du « GRT lourd » et celui du « GRT light ». Dans le premier cas – modèle qui a été majoritairement choisi en Europe (pour l'instant sur une base subsidiaire par les différents États membres) – la propriété du réseau de transport et sa gestion sont confiées à la même entreprise. Dans le second, propriété des actifs de transport et gestion du système sont séparées: c'est le modèle choisi aux États-Unis, où les infrastructures de transport demeurent souvent la propriété d'opérateurs historiques (*transmission owners*) tandis que la gestion du système est confiée à des sociétés indépendantes appelées ISO (*independent system operator*) ou RTO (*regional transmission operator*).

De ces différentes modalités d'organisation résulte une divergence importante en matière d'organisation économique et institutionnelle du secteur électrique en Europe et aux États-Unis. Différences dont la dimension politique est extrêmement forte: puisque seule l'activité de gestion du système électrique est *stricto sensu* un monopole naturel, l'adoption du modèle « GRT light » ou bien le maintien d'un régime de séparation partielle (alors compatible avec un modèle « GRT lourd ») permet aux opérateurs historiques de conserver la propriété des infrastructures de transport, qui constitue pour eux l'enjeu principal, car elle leur assure la garantie de substantiels revenus, régulés... mais réguliers !

Sur le plan institutionnel, l'option d'un « GRT light » a par ailleurs des conséquences sociales plus limitées, alors que la séparation patrimoniale brutale d'un TSO lourd peut être perçue comme un « démantèlement » des énergéticiens historiques.

Notons d'ailleurs qu'aux États-Unis, cet *unbundling* ne s'est imposé ni partout (compétence des États fédérés), ni sans peine (les cessions d'actifs concernant les *utilities* traditionnelles ont pu être définitives [Californie] ou partielles [création de filiales]), ni définitivement (suite à l'augmentation généralisée des prix dans beaucoup des États ayant fait le choix de l'ouverture des marchés, des voix se sont fait entendre pour revenir au modèle des entreprises intégrées).

Quel que soit le choix, il reste que ces modes d'organisation sont encore en transition. En effet, s'il apparaît assez certain que les États-Unis se sont durablement engagés dans la voie du modèle ISO (GRT light) et que la préférence des Européens va au modèle concurrent, une partie des difficultés a pour l'instant été évitée en Europe car la séparation patrimoniale n'a pas à ce jour été juridiquement imposée par Bruxelles. Cela a permis aux États qui, comme la France ou l'Allemagne, sont attachés au modèle de l'opérateur intégré, de ne pas forcer une séparation trop brutale des différentes activités. La volonté de la Commission européenne d'imposer une telle séparation patrimoniale dans le troisième paquet Énergie, annoncé le 19 septembre 2007, risque de remettre en cause cet équilibre, car elle envisage explicitement, pour les États qui n'opteraient pas pour la séparation totale de propriété, une séparation des seules activités de gestion du système (GRT light), selon un modèle ISO construit de manière particulièrement complexe, avec huit niveaux d'interlocuteurs (Europe, État, régulateur, propriétaire, localitaire,...), fruit d'une réflexion économique digne du « concours Lépine » de l'innovation économique! Une telle évolution, dont on peut douter de la « praticabilité », serait pourtant paradoxale tant le consensus semble assuré en Europe sur la supériorité du modèle lourd sur le modèle light. En effet, le régime américain de séparation entre propriété du réseau et gestion de celui-ci (5) a, de l'avis de la communauté des

experts, été à l'origine d'un déficit important d'investissement sur les réseaux, générateur pour beaucoup des principaux problèmes rencontrés sur les marchés électriques outre-Atlantique. Devenues en partie obsolètes de ce fait, les infrastructures de transport se sont montrées incapables de faire face à l'accroissement et à la diversification des transits d'électricité consécutifs à l'ouverture des marchés et à l'augmentation de la demande dans les années 1990. Ce sous-investissement chronique, renforcé par la faiblesse des redevances d'utilisation, a accru le risque de défaillance du système et la fréquence des incidents (par exemple le gigantesque *black-out* du 14 août 2003 dans les États du Nord-Est et en Ontario). On peut d'ailleurs noter que c'est suite au *black-out* ayant affecté la péninsule italienne, le 28 septembre 2003, qu'a été prise la décision de fusionner propriété du réseau et gestion en Italie, jusqu'alors un des rares pays européens à avoir opté pour le modèle « GRT light ».

Un double-niveau de régulation particulièrement visible à travers la question du contrôle des prix de détail

Ce ne sont pas ces considérations, certes capitales puisqu'elles ont trait à l'organisation même du secteur électrique, qui font l'objet des principales controverses. Bien plus, ce sont les questions relatives aux prix de l'énergie et à leur envolée, ravivées par l'ouverture

(5) La planification du réseau et son développement sont assurés par les RTOs sous l'autorité de la NERC (North American Electric Reliability Council), organisation créée sur base volontaire par les entreprises d'électricité pour coordonner les échanges entre acteurs et ainsi assurer la fiabilité du réseau. Cette organisation, composée de huit zones, est dotée depuis le 1^{er} janvier 2007 de pouvoirs coercitifs dans le cadre de la nouvelle loi (Energy Policy Act) sur l'énergie votée en 2005, loi qui confère également, pour la première fois, un pouvoir à la FERC en la matière (pouvoir d'imposer la construction de nouvelles lignes en cas de blocage persistant des autorisations par les États, ou backstop authority).

des marchés de détail, qui animent le débat public. Afin de les comprendre, il faut prendre en compte l'existence d'un double-niveau de régulation du secteur électrique à la fois en Europe et aux États-Unis. En effet, à côté de la FERC et de la Commission européenne, qui se sont beaucoup attachées, comme nous l'avons vu plus haut, à favoriser l'émergence de marchés de gros compétitifs, la tendance naturelle des gouvernements et régulateurs au niveau de chaque pays (UE) ou de chaque État (USA) a été de conserver leurs prérogatives relatives au contrôle des prix pour les consommateurs finals. En Europe, des États comme la France ou l'Espagne (il en existe d'autres) ont ainsi maintenu la possibilité, pour certaines catégories de consommateurs, de continuer à s'approvisionner à des tarifs réglementés (par le ministre *ad hoc*), souvent auprès des opérateurs historiques. Il en résulte une situation hybride, dans laquelle les consommateurs peuvent en fait choisir entre demeurer captifs et basculer sur le marché libre. Or la fixation de tels tarifs régulés équivaut à une régulation *de facto* du secteur de détail, dans la mesure où les fournisseurs alternatifs ne peuvent proposer des prix plus élevés sous peine de voir leur clientèle leur préférer le tarif régulé. Cette distinction entre régulation des activités de gros et régulation des marchés de détail est encore plus nette aux États-Unis, où elle découle d'une lecture jurisprudentielle du *Federal Power Act* de 1935 par la Cour suprême : aux États fédérés la possibilité de piloter l'ouverture des marchés au niveau de leur territoire (et notamment de contrôler les prix pour les consommateurs), aux instances fédérales la possibilité de réguler les marchés de gros interconnectés. Ainsi le pouvoir de réglementation et de régulation du secteur électrique américain est-il partagé entre le niveau fédéral – avec la législation du Congrès et l'organisme indépendant de contrôle et de régulation, la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) – et les 50 États – avec leurs Congrès respectifs et leurs autorités de régulation locales : les *Public Utilities Commissions*.

La coexistence de ces deux échelons de régulation serait sans conséquence si ceux-ci partageaient des objectifs similaires basés sur une lecture économique convergente. Or ces dernières années ont plutôt fourni l'illustration inverse, l'inversion de la courbe d'évolution des prix en étant la cause principale. En Europe, la libéralisation avait ainsi longtemps été « vendue » comme précurseur à une baisse des prix, notamment par la Commission européenne auprès des États réticents. Les débuts des années 2000 avaient semblé valider cette promesse de lendemains qui chantent : les prix sur le marché libre baissaient, et les consommateurs éligibles pouvaient renégocier leurs contrats de manière avantageuse. Mais à partir de 2003, l'augmentation générale du prix des matières premières sur les marchés mondiaux a provoqué une hausse substantielle des prix de l'électricité sur le marché (6). Or les tarifs régulés n'ont, eux, pas varié en termes réels, et se sont par conséquent trouvés inférieurs à ceux des prix de marché. Alors, les prix de marchés sont-ils trop élevés ou les tarifs régulés sont-ils trop faibles ? En France, par exemple, le Gouvernement considère tout à fait légitime de maintenir le tarif régulé à un niveau voisin de celui qui était le sien en 2000 : la production française étant majoritairement d'origine nucléaire, son coût moyen n'a pas fondamentalement varié. La Commission européenne considère, elle, les tarifs régulés comme illégitimes, notamment du fait de leur inadéquation avec les prix de gros, lesquels convergent (à la hausse) à l'échelon européen sous l'effet d'une évolution naturelle des coûts du gaz et du charbon (quoique parfois suspecte, mais la Commission préfère alors y remédier elle-même en usant de son arme favorite : le droit de la concurrence), et souligne les difficultés rencontrées par les nouveaux entrants obligés de s'approvisionner sur des marchés de gros à un prix très élevé pour revendre sur le marché de détail à un prix artificiellement bas. Divergence d'intérêt entre la Commission et les États membres ? Ce n'était pas la première fois que

l'histoire de la construction européenne donnait lieu à une telle opposition.

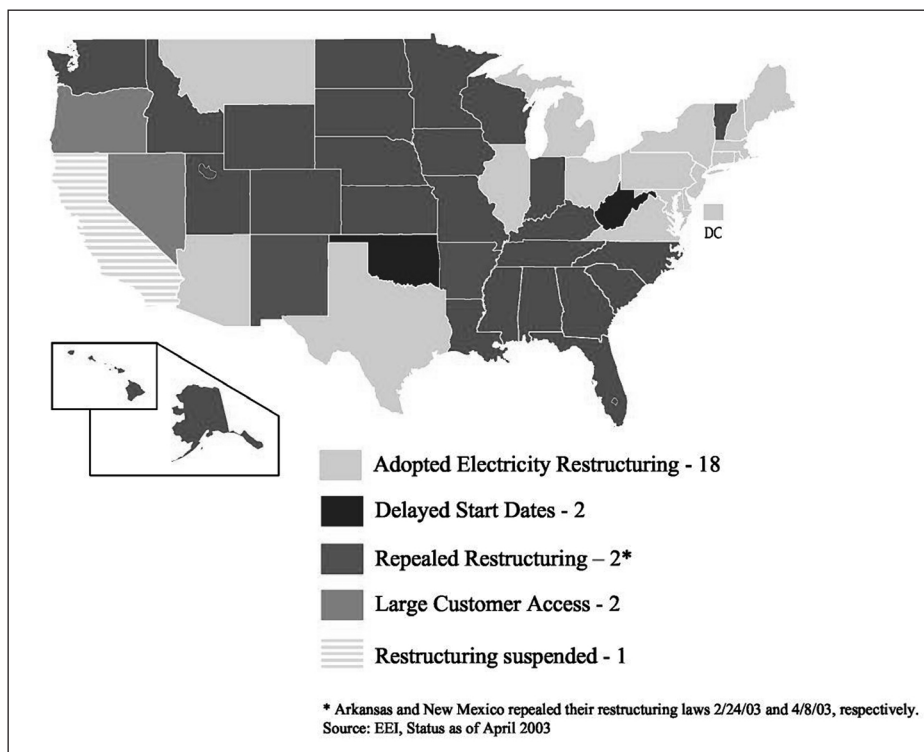
La régulation des marchés de détail comme révélateur de la confiance accordée à la libéralisation

Cet exemple européen se transpose *mutatis mutandis* au cas américain, où certains États, considérant que la libéralisation n'apportait pas, ou pas tout de suite, les bénéfices escomptés, ont sciemment décidé soit de ne pas déréguler leurs marchés (et donc de conserver aux *utilities* traditionnelles leurs monopoles locaux de fourniture à des tarifs administrés), soit de ralentir le mouvement, voire de l'inverser. De part et d'autre de l'Atlantique, l'argumentaire des adversaires de la dérégulation porte ainsi sur la question des prix, attendus à la baisse alors qu'ils se sont partout envolés : de là des conséquences sociales (l'accessibilité à l'électricité à un prix décent devant être garantie à tous), et économiques (la hausse, perçue comme injustifiée, des prix de l'électricité obérant la compétitivité de leur industrie). Mais il est un point au-delà duquel la comparaison ne peut être poussée plus avant. De ce côté-ci de l'Atlantique, la Commission européenne dispose de nombreux pouvoirs, y compris sur les marchés de détail, et a d'ailleurs déjà enclenché des procédures d'infraction à l'égard de certains États membres sur la question des tarifs régulés.

Rien de tel aux États-Unis, où la FERC, malgré le récent accroissement de ses pouvoirs qui lui a été conféré par l'*Energy Policy Act* du 8 août 2005, ne peut contester aux

(6) Sur un marché électrique, les prix sont déterminés par l'unité marginalement appelée. Ainsi, quand bien même la majorité du parc de production serait constituée de centrales nucléaires aux coûts de fonctionnement relativement stables, ce sont bien souvent les centrales à gaz ou à charbon qui « font » le prix.

État de la régulation aux États-Unis



Source : Energy Information/DOE/2003/Administrator

50 États fédérés leurs prérogatives de régulation et de réglementation en la matière, comme nous l'avons vu plus haut. Il en résulte une profonde hétérogénéité dans les choix effectués. À ce jour, seulement une vingtaine d'États se sont par exemple résolument engagés dans la voie d'une ouverture des marchés de détail pour certaines catégories de consommateurs. Le Texas est ainsi le seul État à offrir une liberté de choix pour tous sur le fournisseur d'électricité, accompagnée d'une régulation visant à promouvoir le *supplier switching*. Mais parmi les autres États s'étant engagés dans l'ouverture des marchés (par exemple les *Mid-Atlantic*: Pennsylvanie, New Jersey, Delaware, Maryland, District of Columbia, etc.), celle-ci n'a pas été sans équivoque. En même temps que l'ouverture du marché était proclamée, les gouvernements et régulateurs des différents États élaboraient des mécanismes de transition entre régulation traditionnelle et concurrence, notamment par la mise en place de programmes de gel des tarifs des *utilities* traditionnelles pen-

dant des durées de six-sept ans. Dans le même temps, beaucoup d'États ont imposé à ces *utilities* la cession de leurs actifs de production (comme cela s'était passé en Californie). Or à l'expiration de ces périodes de gel, la majorité de la clientèle n'avait pas changé de fournisseur et demeurait cliente de ces *utilities* traditionnelles qui, privées de leurs actifs de production, devaient alors se fournir directement sur le marché de gros au moment où le prix du mégawatt, tiré par l'envolée des cours du gaz et du pétrole (notamment suite à l'ouragan Katrina), atteignait des sommets. L'expiration des périodes de gel des prix vit donc ceux-ci s'envoler dans des proportions comparables (72 % au Maryland), générant en retour de nouvelles controverses sur la façon dont la dérégulation avait été menée, ainsi que l'adoption de stratégies différentes pour pallier ces effets: un État comme la Virginie a fait purement marche arrière; d'autres comme l'Ohio, pourtant jusqu'alors en pointe dans la promotion de la dérégulation, ont pu mettre en œuvre des

programmes de stabilisation des prix qui ont eu pour conséquence d'étouffer toute concurrence (7). À côté, beaucoup des États qui n'avaient pas encore mis en œuvre la dérégulation (notamment au Sud, dans le *MidWest* ou dans le Nord-Ouest) ont choisi de la repousser *sine die*.

Dix pages de plus ne suffiraient sans doute pas à rendre compte de la pluralité des solutions retenues, tant celles-ci sont complexes et intimement corrélées à la réalité politique, économique et sociale de chacun des 50 États qui constituent les États-Unis. Mais cette rapide énumération suffit à dresser le constat suivant: tandis qu'il n'y a qu'une libéralisation européenne malgré les forces centrifuges qui s'exercent ici ou là, il n'y pas *une*, mais *des* politiques de restructuration du secteur électrique aux États-Unis. Cette réalité du paysage politique américain mérite d'être rappelée à l'observateur européen, souvent oublieux de la complexité de la répartition des compétences entre niveau fédéral et États fédérés, et ayant trop souvent tendance à considérer les États-Unis comme un bloc.

ÉTATS-UNIS CONTRE EUROPE: PRAGMATISME CONTRE LIBÉRALISME?

Ces différences au niveau du modèle de séparation des activités monopolistiques et concurrentielles et de régulation de l'ouverture des marchés de détail sont prolongées par une divergence croissante en matière de conception des architectures mêmes des marchés. La libéralisation européenne se distingue en effet par sa fidélité à son paradigme initial: attachement aux vertus de la concurrence, remplacement des mécanismes administrés par des marchés partout où cela s'avère possible (*competition where possible, regulation where not* pour reprendre

(7) Rate Stabilization Plans mis en place en 2006.

les termes de Stephen Littlechild), attachement aux vertus de la concurrence et accent porté sur la disparition des entraves possibles à son déploiement (pour une lecture distanciée des résultats de cette politique, on pourra se reporter à la récente analyse de Marcel Boîteux sur les ambiguïtés de la concurrence (8). Dans le cadre de ce déploiement concurrentiel, l'essentiel de l'activité régulatrice porte sur les conditions d'accès au réseau et à l'utilisation des interconnexions, dont on attend qu'elles permettent aux producteurs de différents pays d'entrer en concurrence afin de faire émerger un marché de gros compétitif. Il en résulte un modèle que l'on qualifie d'*energy-only*, c'est-à-dire dans lequel les producteurs ne reçoivent d'autres revenus que celui des marchés de l'énergie.

Un modèle différent est en voie d'émergence aux États-Unis. Il se nourrit d'une réflexion plus poussée qu'en Europe sur les carences du modèle de marché *energy-only*, basée sur le constat que la libéralisation n'a pas permis d'enclencher la vague souhaitée de nouveaux investissements en capacités de production (et plus particulièrement en capacités de production correctement localisées), et a en revanche donné l'occasion à des opérateurs peu scrupuleux d'utiliser les failles du modèle pour s'octroyer des rentes substantielles en tirant les prix vers des niveaux artificiellement élevés, épisodes dont la crise californienne de 2001 a constitué le meilleur exemple (*how could a \$30 billion robbery take place in broad daylight?*, pour reprendre les termes de l'économiste américain Paul Krugman). De cette réflexion découle une relative remise en cause du modèle *energy-only*, de plus en plus considéré comme incapable de générer des signaux de prix suffisamment incitatifs à l'investissement en capacités de production, et surtout en capacités de pointe (par exemple des turbines à gaz ou à fioul), alors que ces unités sont justement essentielles au bon fonctionnement d'un système électrique (9). Or la portée de ce diagnostic n'est pas limitée au champ restreint des unités de pointe, dans la mesure où

c'est justement la supériorité supposée des mécanismes de marché sur la planification centralisée qui est le fondement théorique de la libéralisation. Il convenait dans cette optique de modifier l'architecture des marchés de gros, en les « complétant » par des marchés de capacité, en partant de l'idée que toute capacité de production supplémentaire accroît la fiabilité de l'ensemble du système et doit donc être rémunérée en conséquence, indépendamment de la rémunération de l'énergie proprement dite. Ainsi ce modèle introduit-il une rupture non négligeable par rapport au paradigme *energy-only* cher aux Européens.

Au-delà même du débat économique sous-jacent, riche, passionnant, et loin d'être achevé, on pourrait risquer une lecture proprement *politique* de l'émergence de ces nouvelles architectures de marché aux États-Unis, qui traduiraient en réalité des perspectives de plus en plus fondamentalement différentes quant à la propension des marchés à assurer la sécurité d'approvisionnement, au moment même où ce thème devient central aux États-Unis et en Europe (dans un contexte de renchérissement du prix des matières premières, de prise de conscience de la volonté de certains pays [Russie en tête] d'utiliser l'arme énergétique au service d'une volonté de puissance, et de concurrence des pays émergents, etc.). Ainsi, il ne serait pas abusif de dire que les nouveaux modèles de marché de capacité (10), révèlent une volonté accrue de pilotage des marchés, à travers la fixation d'objectifs quantitatifs en matière de sécurité d'approvisionnement et la mise en place d'une surveillance de marché extrêmement développée (11). Une main un peu moins invisible, donc, sans commune mesure avec les préconisations initiales des promoteurs de la dérégulation dans les années 1980 en tout cas.

De ces réponses différentes à des défis communs, c'est bien l'approche américaine qui s'avère *in fine* la moins « libérale »... ce qui n'est paradoxal qu'à première vue: n'est-ce pas la même chose en matière de politique agricole ou commerciale?

L'AVENIR: VERS UNE DIVERGENCE ACCRUE ?

C'est finalement peut-être sous ce dernier prisme (fidélité au paradigme initial contre pragmatisme) que l'on pourrait analyser les derniers développements du cadre législatif et réglementaire électrique en Europe et aux États-Unis.

Certes, on pourrait voir dans l'*Energy Policy Act*, signé par le président Bush le 8 août 2005, une volonté similaire à celle exprimée deux ans plus tard par la Commission européenne dans le troisième paquet Énergie d'accroître les pouvoirs des organes fédéraux et de poursuivre la politique de libéralisation. Comme le constate le président Kelliher (12), les pouvoirs de la FERC, notamment en matière d'investissements, sont en effet ressortis considérablement renforcés de la loi d'orientation de 2005 (possibilité d'établir des mesures financières incitatives en faveur des compagnies de transport inter-États, d'exiger d'un opérateur de transport exerçant son activité sur

(8) Marcel BOÎTEUX, « Les ambiguïtés de la concurrence », paru dans la revue *Futuribles* le 25 mai 2007.

(9) Puisqu'elles sont souvent appelées par les gestionnaires du système pour équilibrer production et consommation du fait de leur temps de réactivité extrêmement court.

(10) Comme le *forward capacity market*, modèle de marché de capacité à long terme avec courbe de demande administrée mis en œuvre par le principal gestionnaire de réseau américain, PJM, et actuellement en cours de discussion dans d'autres RTO (New England par exemple).

(11) Ainsi le régulateur américain, la FERC, par le biais de son Office of Enforcement, supervise le marché de gros, analyse les anomalies du marché (essentiellement les prix trop élevés) et les violations des règles de marché, avec la capacité d'infliger des amendes pouvant aller jusqu'à 1 million de dollars par jour et par infraction.

(12) Entretien avec l'intéressé, président de la FERC, le 26 mai 2006.

plusieurs États qu'il applique une tarification du transport uniforme, pouvoir décisionnaire de dernier ressort pour les décisions de construction de nouvelles infrastructures de transport dans l'hypothèse où les autorités des États s'y opposeraient).

Néanmoins, il convient de bien prendre la mesure de ces inflexions, apportées dans un contexte d'envolée des prix des hydrocarbures et d'une opinion traumatisée par

l'échec manifeste de la dérégulation californienne, le scandale *Enron* et le *black-out* de 2003. La nouvelle loi d'orientation américaine vise en effet clairement à réduire la dépendance énergétique du pays et à faire face aux carences de fonctionnement du système électrique, souvent dénoncées au cours des quatre années d'âpres débats qui ont précédé l'adoption de la loi. Celle-ci est marquée du sceau de la sécurité d'approvi-

sionnement, et non de celui de l'accès au réseau ou de la concurrence érigée en modèle canonique. Rien de tel en Europe où la Commission européenne semble privilégier, indéfectiblement, l'approfondissement du modèle initial. Pragmatisme d'un côté contre fidélité aux principes initiaux de l'autre sont donc peut-être à même d'opposer encore durablement les politiques énergétiques américaine et européenne ■

BIBLIOGRAPHIE

BOÎTEUX M. (2007), « Les ambiguïtés de la concurrence », *Futuribles*, n° 331, pp. 5-16.

BOUNEAU C., DERDEVET M. et PERCEBOIS J. (2007), « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle », Timée-Éditions.

COMMISSION EUROPÉENNE (2007), Explanatory memorandum of the 3rd energy package, http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_explanatory_memorandum_en.pdf

COMMISSION EUROPÉENNE (2007), Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/fr/com/2007/com2007_0528fr01.pdf

COMMISSION EUROPÉENNE (2007), Communication du 10 janvier 2007: enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité (rapport final) http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/fr/com/2006/com2006_0851fr01.pdf

CRAMPTON S. and STOFF S. (2005), « The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, with Special Attention to the

CAISO's Resource Adequacy Problem », White Paper for the Electricity Oversight Board.

CRAMPTON S. and STOFF S. (2005), « A Capacity Market that Makes Sense », Mimeo.

DERDEVET M. (2005), « L'Europe en panne d'énergie? », *Revue de l'Énergie*, n° 567 (septembre-octobre 2005).

DERDEVET M. (2007), « France – Europe – Énergie: la grande désillusion? », *Revue Politique et Parlementaire*, n° 1042, pp. 109-113 (mars 2007).

ETSO (2007), 2007-2008 Winter Outlook Report http://www.ets-net.org/upload/documents/WOR0708_291007.pdf

FERC (2006), US Federal Energy Regulatory Commission 2006 State of the Markets Report <http://www.ferc.gov/market-oversight/st-mkt-ovr/som-rpt-2006.pdf>

INSTITUT MONTAIGNE (2007), « Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne? » rapport de l'Institut Montaigne.

JOSKOW P. (2005), « Transmission Policy in the United-States », *Utilities Policy*, n° 13, pp. 95-115.

JOSKOW P. (2006), « Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating

Capacity », CEEPR-MIT, *Working Paper* 06-009 WP.

LITTLECHILD S. (2007), « Municipal Aggregation and Retail Competition in the Ohio Energy Sector », *Cambridge Working Papers in Economics*.

PJM INTERCONNECTIONS (2005), « 2005 State of the Market Report », <http://www.pjm.com/markets/market-monitor/som.htm>

SCLOCUM T. (2007), « The Failure of Electricity Deregulation: History, Status, and Needed Reforms », Public Citizen's Energy Program.

STIGLER G. (1971): « The Theory of Economic Regulation », *Bell Journal of Economics and Management Science*, n° 2, pp. 3-21.

STOFF S. (2002), *Power System Economics*, IEEE Press.

WILLIAMS G. and ROBISON A. (2006), « The Energy Policy Act's Reliability Provisions: Uncontroversial, Yes, but Doomed to Ineffectiveness? », *The Electricity Journal*, n° 19, pp. 10-17.

WOLAK F. (2004), « Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring », CSEM papers, Berkeley.