

Chapitre 3

Évaluation des perspectives à long terme pour les modèles d'entreprise d'infrastructures et de services électriques

par

Trevor Morgan*

La progression de la demande d'électricité appelle un accroissement des investissements dans les infrastructures électriques. Quels sont les facteurs d'évolution et les perspectives à long terme des modèles économiques à prendre en compte pour la construction et l'exploitation des infrastructures électriques et la fourniture de services électriques? Ce chapitre décrit la structure du secteur de l'électricité et ses régimes de propriété, ainsi que les raisons expliquant les différences existant d'un pays ou d'une région à l'autre. Il passe en revue les défis que doivent relever les pouvoirs publics, à savoir l'établissement et le maintien de marchés concurrentiels pour la fourniture d'électricité, une tarification efficace des services de réseau, et la garantie de la sécurité de l'approvisionnement.

* Menencon Consulting, France.

Résumé

Le niveau et l'opportunité des investissements dans les infrastructures électriques resteront étroitement liés à l'évolution structurelle à long terme du secteur de l'électricité, ainsi qu'à ses sources et dispositifs de financement. Plusieurs facteurs – notamment le rythme de croissance de la demande, les politiques publiques concernant la structure des marchés et du capital, les évolutions technologiques et l'intensification des échanges internationaux – influenceront fortement les modèles économiques et les perspectives d'investissement. La politique et la réglementation devront pour leur part continuer de s'adapter pour répondre à divers défis, à savoir l'établissement et le maintien de marchés concurrentiels de l'électricité, une tarification efficiente des services de réseau et la sécurité d'approvisionnement énergétique.

La libéralisation du secteur de l'électricité – caractérisée par un plus grand engagement du privé, l'introduction de la concurrence au niveau de la production et de la vente ainsi que de nouvelles structures de réglementation – continuera d'avoir un profond impact sur les modèles économiques. La privatisation est en grande mesure terminée dans la plupart des pays de l'OCDE, et l'essentiel du secteur est désormais aux mains du privé. Toutefois, la croissance rapide de la demande d'électricité dans les pays en développement et les économies de marché émergentes, souvent dotées d'un secteur électrique public, devrait inciter davantage leurs gouvernements à rechercher auprès du secteur privé une partie au moins du capital nécessaire pour développer les infrastructures. Les réformes du marché et de la réglementation resteront les premiers moteurs de l'évolution des modèles économiques dans les pays de l'OCDE et pourraient prendre de plus en plus d'importance dans bien d'autres parties du monde. Le démantèlement des monopoles verticalement intégrés imposera de nouveaux modèles dans les secteurs de la production et de la fourniture.

Le jugement qui sera porté sur la réussite de la privatisation et des réformes du marché, encore au stade de la mise en œuvre dans de nombreux pays aura manifestement un impact énorme sur les futures orientations stratégiques dans toutes les régions et, par conséquent, sur les modèles économiques des entreprises. Dans la plupart des cas, la mise en œuvre des réformes est loin d'être achevée, et l'on ne peut encore en percevoir pleinement les effets sur l'organisation et la structure du secteur. Même si l'expérience acquise jusqu'ici donne à penser que la concurrence sur les

segments de la production et de la vente d'électricité peut en principe apporter des avantages substantiels grâce aux gains d'efficacité et à la baisse des prix, on s'inquiète de plus en plus de savoir si les nouveaux modèles économiques et réglementaires inciteront vraiment à investir dans la capacité de production et les réseaux lorsque les acteurs du marché se seront adaptés à leur nouvel environnement. Les difficultés persistantes à financer les centrales indépendantes ou « grossistes » un peu partout dans le monde pourraient empêcher l'accès au marché, le développement de la concurrence et de nouveaux investissements. Il y aura assurément des occasions d'investir avec profit dans la production d'électricité, mais, pour que le climat financier s'améliore, il faudra opérer des changements dans la gouvernance des entreprises, mettre en place de meilleures stratégies de gestion des risques et rendre plus transparentes les pratiques comptables.

Les évolutions de la technologie – en particulier dans la production d'électricité – et des coûts de la fourniture auront également un impact déterminant sur la structure de l'industrie de l'électricité. Les turbulences sur les marchés de l'énergie internationaux et l'envolée des prix des combustibles fossiles, si elles persistent, auront de sérieuses conséquences sur les futurs choix de technologies et de combustibles. La popularité des centrales de faible puissance utilisant les énergies renouvelables ainsi que d'autres formes de production décentralisée, comme la petite cogénération à combustibles fossiles et les piles à combustible, pourrait radicalement modifier la structure du secteur de l'électricité.

Le développement des interconnexions entre les réseaux nationaux ou régionaux et l'extension des échanges internationaux qui en découlera seront tout à la fois un moteur important de changement structurel dans l'industrie de l'électricité et une conséquence de ce changement. La hausse de la demande d'électricité multipliera les occasions d'investissements rentables dans les interconnexions sur les marchés libéralisés. Toutefois, la capacité qui sera effectivement construite et utilisée dépendra dans une large mesure du cadre réglementaire.

Les compagnies d'électricité adoptent diverses stratégies pour s'adapter à l'évolution du marché et du paysage réglementaire ainsi qu'aux variations correspondantes des risques commerciaux. On observe en général des concentrations et regroupements avec d'autres secteurs, essentiellement par le biais de fusions et d'acquisitions. Ces tendances devraient d'ailleurs se poursuivre. La gestion des risques, ainsi que les économies d'échelle et de gamme resteront des arguments en faveur de l'intégration verticale et horizontale, un retour en arrière, dans une certaine mesure, par rapport à la restructuration opérée là où la réforme du marché a eu lieu. Toutefois, les autorités de la concurrence pourraient adopter une attitude plus sévère vis-à-vis de futures ententes horizontales entre la production et la fourniture d'électricité, pour

répondre aux craintes concernant les effets de la concentration sur l'efficacité de la concurrence sur les marchés de gros et de détail.

L'intégration des compagnies d'électricité avec le secteur du gaz et d'autres industries de réseau devrait se renforcer, étant donné les synergies et les économies d'échelle potentielles, mais aussi la possibilité de se protéger du risque de prix des combustibles. Les frontières traditionnelles entre les entreprises de service public et le secteur amont du pétrole et du gaz naturel s'estomperont de plus en plus, les compagnies en amont s'engageant en aval pour protéger leurs parts de marché et les compagnies en aval cherchant à s'approprier des actifs dans l'approvisionnement et le stockage de combustibles. À plus long terme, les compagnies d'électricité peuvent chercher à se développer encore au niveau mondial. Les occasions d'investir sur les nouveaux marchés et dans les pays en développement et les incitations à le faire dépendront des politiques nationales et de leurs implications sur le risque ressenti et les retours potentiels. La poursuite de la séparation des actifs des réseaux pourrait offrir aux investisseurs privés de nouvelles possibilités d'acquérir des actifs réglementés, présentant un risque relativement peu élevé.

De nombreux pays non membres de l'OCDE dotés de marchés des capitaux peu développés où, de surcroît, le coût du capital est élevé parce que le risque est supérieur, continueront de se débattre pour attirer vers l'industrie électrique les investissements privés nationaux et étrangers. L'investissement privé devrait jouer un rôle croissant à moyen terme, mais cela dépendra surtout de l'environnement économique, politique, réglementaire et juridique de chaque pays. Les organismes multilatéraux de financement resteront certainement l'une des principales sources de ces indispensables capitaux dans de nombreux pays tant que les investisseurs internationaux exerçant dans les pays en développement seront peu nombreux et que les États et régions disposeront de moyens financiers limités.

Les décideurs et les autorités de régulation devront s'intéresser de plus près aux moyens d'inciter à investir dans la capacité de production et les réseaux. En principe, les marchés de l'électricité concurrentiels peuvent inciter à investir de manière opportune et efficiente si le marché est bien conçu et le cadre réglementaire adapté. On redoute pourtant de plus en plus que les investissements dans la production et le transport ne soient pas suffisants sur les marchés libéralisés – notamment en Europe, aux États-Unis et dans certaines parties d'Asie. Les marges de réserve se rétrécissent dans plusieurs pays depuis le fléchissement de l'investissement ces dernières années. Étant donné l'importance économique, sociale et politique que représente la continuité de la fourniture d'électricité, mettre en place des dispositifs efficaces pour rémunérer les investissements dans la réserve de puissance et les réseaux, rationaliser les procédures d'autorisation de nouvelles centrales et de lignes de transport, et enfin, veiller à ce que les

compagnies d'électricité respectent des normes minimales de fiabilité du réseau de transport resteront des tâches primordiales.

1. Introduction

Nous examinerons dans le présent chapitre les facteurs d'évolution des modèles économiques qui présideront à la construction et l'exploitation des infrastructures électriques et la fourniture de services dans ce secteur. Les économies modernes sont de plus en plus dépendantes de l'électricité desservie par le réseau. Les investissements destinés à l'extension et à la modernisation du système électrique – notamment les centrales électriques et les réseaux de transport et de distribution – continueront, par conséquent, de revêtir une importance cruciale pour le développement et la croissance économiques.

Au sens le plus large, le terme « modèle économique » fait référence à la manière dont une industrie ou une entreprise conduit ses activités. Le présent chapitre est consacré aux aspects qui distinguent le secteur électrique des autres secteurs industriels – notamment, sa structure et son capital. La façon dont évolue l'organisation de l'industrie électrique influera non seulement sur sa volonté et sa capacité d'investir en temps voulu, mais aussi sur les sources et les mécanismes de financement. Divers facteurs, notamment le rythme de croissance de la demande, les politiques publiques concernant la structure des marchés et du capital, les évolutions technologiques et l'intensification des échanges internationaux, auront une grande influence sur les modèles économiques et les incitations à investir. La politique et la réglementation devront, pour leur part, continuer de s'adapter pour répondre à divers défis, à savoir l'établissement et le maintien de marchés concurrentiels pour la fourniture d'électricité, la conception d'une tarification efficace des services de réseau et la sécurité d'approvisionnement.

La section suivante récapitule les modèles existants en matière de structure, de fonctionnement et de capital dans l'industrie électrique, ainsi que les raisons qui expliquent les différences d'un pays ou d'une région à l'autre. Le chapitre étudie ensuite les principaux moteurs du changement de structure du secteur et des marchés des services électriques. Suit une évaluation de l'évolution du secteur à moyen ou à long terme et de ses implications en termes de financement et d'investissement. La section finale est consacrée aux problèmes stratégiques et réglementaires posés par les évolutions futures de la structure de l'industrie électrique et de son capital.

Le présent chapitre s'appuie sur les conclusions du chapitre 3, « Perspectives d'évolution des investissements mondiaux dans les infrastructures électriques » (Morgan, 2006) de la publication de l'OCDE

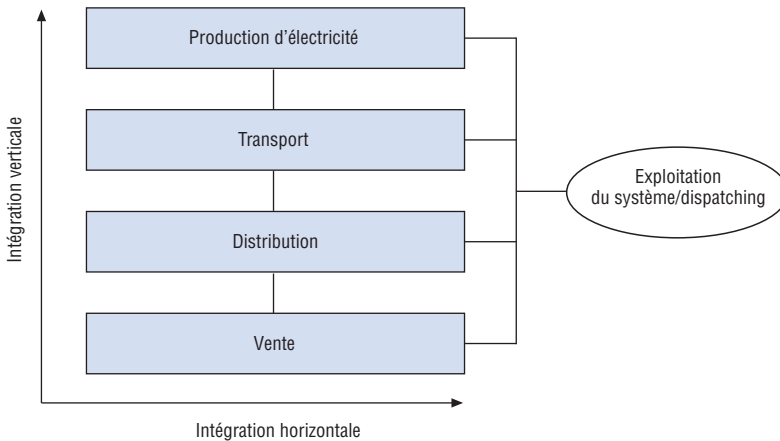
intitulée *Les infrastructures à l'horizon 2030 : Télécommunications, transports terrestres, eau et électricité*.

2. Modèles économiques actuels dans l'industrie électrique

2.1. Intégration verticale et horizontale

L'industrie électrique au sens le plus large – c'est-à-dire recouvrant la construction, l'exploitation et la maintenance des centrales et des réseaux assurant des services électriques aux consommateurs finals – peut être organisée de bien des manières. Ce qui caractérise le plus la structure de l'industrie électrique, c'est bien sûr son degré d'intégration verticale et horizontale (graphique 3.1).

Graphique 3.1. **Activités fonctionnelles du secteur électrique**



Intégration verticale

L'intégration verticale décrit le lien entre les principales activités fonctionnelles de la chaîne production, transport, distribution locale et vente d'électricité¹. L'intégration verticale d'une industrie ou entreprise électrique² est complète si cette industrie ou entreprise assure, détient ou contrôle l'intégralité des quatre fonctions. À l'autre extrême, chaque fonction peut être détenue ou contrôlée par des organisations ou entreprises différentes. Dans la pratique, la structure réelle de l'industrie électrique se situe en général entre ces deux extrêmes. Ainsi, une compagnie d'électricité peut détenir et exploiter des actifs de production et de transport, sans participer d'aucune manière à la distribution.

Le secteur électrique de la plupart des pays a longtemps été caractérisé par une forte intégration verticale en raison des économies que permettait la

planification intégrée des investissements et de la puissance, particulièrement dans les domaines de la production et du transport, ainsi que la coordination des opérations. La forte intensité capitaliste du secteur, les économies d'échelle substantielles, l'importance de la fiabilité et le fait que l'industrie électrique soit un monopole naturel³ étaient également considérées comme des arguments en faveur de l'intégration verticale. Pour sa part, la vente au consommateur final a toujours été exclusivement du ressort des entreprises de distribution ou de transport.

Au cours des deux dernières décennies toutefois, plusieurs facteurs, notamment l'émergence de nouvelles technologies de production d'électricité caractérisées par une échelle d'efficacité minimale plus basse, le développement des technologies de l'information et des communications et la popularité croissante des méthodes de régulation des industries de réseau fondées sur les mécanismes du marché, ont conduit les pouvoirs publics à introduire des réformes des marchés pour favoriser la concurrence à la production et la fourniture d'électricité. Ces réformes, comprenant notamment la séparation entre les fonctions de réseau (transport, distribution) et la production ou la vente d'électricité pour assurer un accès non discriminatoire au réseau aux producteurs et fournisseurs en concurrence, ont conduit à l'éclatement des structures verticalement intégrées dans certains pays. Parfois, la séparation est structurelle au sens où la propriété est séparée. Dans d'autres cas, la séparation consiste simplement à dissocier la gestion ou la comptabilité des activités de réseau (certaines activités étant parfois confiées à des filiales) dans une société verticalement intégrée (voir section 3).

Intégration horizontale

L'intégration horizontale indique le degré de concentration au sein de l'une quelconque des quatre fonctions principales, par exemple la part de la production totale d'électricité qui revient à chaque producteur. Jusqu'à présent, le secteur électrique se caractérisait par une intégration horizontale poussée à tous les niveaux dans la plupart des pays, à savoir à l'échelon national, ou, dans de grands pays comme les États-Unis, à l'échelon régional. Le plus souvent, l'État accordait aux compagnies d'électricité des droits exclusifs ou de monopole, afin qu'elles assurent la planification, la construction et l'exploitation des centrales ou réseaux, parce que c'était là le moyen le plus efficace et le plus rationnel de construire les installations nécessaires pour disposer d'une puissance suffisante pour répondre à la demande nationale ou régionale.

Le degré d'intégration horizontale à la production et la vente a baissé dans les pays qui ont introduit avec succès des réformes du marché. En fait, la séparation horizontale est une condition nécessaire pour que la concurrence

se développe. Dans la pratique, les décideurs ou les autorités de régulation peuvent encourager les producteurs indépendants à investir ou demander aux producteurs historiques détenant une importante part du marché de vendre des actifs, et permettre ainsi l'apparition de multiples grossistes, en particulier dans les cas où il n'est guère possible ni nécessaire de construire de nouvelles centrales. Les réformes peuvent également consister à encourager ou à contraindre les opérateurs historiques à scinder leurs fonctions de commercialisation et s'en dessaisir progressivement pour réduire leur part du marché de détail. En revanche, aucune réforme du marché proprement dite ne s'est directement intéressée au degré d'intégration horizontale dans le transport et la distribution, car ces activités, considérées comme des monopoles naturels, restent réglementées. Sur un marché de l'électricité déréglementé, il n'y pas de planification centralisée des moyens de production. Les autorités peuvent toutefois continuer d'assurer une tâche essentielle : identifier des besoins en infrastructures de transport et de distribution et encourager les opérateurs privés à investir.

Si l'intégration horizontale s'atténue au sein de nombreux marchés lors des réformes, les compagnies d'électricité sont nombreuses à réagir par l'acquisition ou la construction de nouveaux actifs, la fusion avec d'autres entreprises d'électricité opérant sur des marchés à l'étranger ou l'entrée dans d'autres industries de réseau nationales ou étrangères – le gaz naturel, les télécommunications ou l'eau. La décennie écoulée a vu se créer de grandes compagnies multinationales multiservices, attirées par les économies d'échelle et de gamme (voir section 4). Dans certains pays, l'Allemagne en particulier, des compagnies municipales multiservices avaient vu le jour bien avant l'introduction des réformes du marché.

Accords de coopération

Indépendamment de la structure des compagnies ou du secteur électrique dans un pays donné, il existe souvent des accords de coopération entre réseaux, au sein même du pays (comme aux États-Unis) ou par-delà les frontières nationales (en Europe, par exemple). Les systèmes interconnectés dans le cadre de ces accords sont généralement synchronisés. Tous les gestionnaires des réseaux qui y participent sont tenus de respecter certaines conditions d'exploitation destinées à garantir une fiabilité minimale de l'intégralité du système interconnecté, et ils peuvent être contraints de prendre certaines mesures en cas d'urgence. Les accords de coopération peuvent réduire aussi bien les dépenses d'équipement que d'exploitation, principalement parce qu'ils permettent de tirer parti des économies d'échelle, d'établir des ordres de préséance communs, de réduire la réserve de puissance nécessaire dans une région ou un pays donné et d'écrêter les pointes de charge de l'ensemble du système⁴. Le marché électrique s'agrandit ainsi,

favorisant une concurrence plus efficace entre producteurs et négociants. Parmi les accords de coopération, on peut citer les pools électriques d'Amérique du Nord, dont certains réunissent des entreprises des États-Unis et du Canada, l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE) dans les pays d'Europe centrale et occidentale, et Nordel, qui regroupe les quatre pays scandinaves (Danemark, Finlande, Norvège et Suède).

Les réflexions ci-dessus concernent l'exploitation et la maintenance courantes des actifs physiques servant à la *fourniture* d'électricité et aux activités commerciales connexes. L'industrie des services électriques, qui assure des services de maintenance et de construction pour les compagnies d'électricité, a été, en règle générale, structurellement séparée de la fourniture. Dans la plupart des cas, les principaux programmes de maintenance et de remise en état sont confiés à des entreprises spécialisées, parce que cela revient généralement moins cher que de conserver en interne les moyens de le faire. De la même manière, la conception et la construction des centrales et des réseaux sont normalement effectuées par différentes entités. Un contrat de construction d'une centrale inclut le plus souvent les opérations de mise en route et la formation du personnel du propriétaire et du futur exploitant de la centrale.

2.2. Structure du capital

On trouve diverses structures de capital dans l'industrie électrique, depuis les compagnies nationales détenues à 100 % par l'État jusqu'aux sociétés de distribution privées, en passant par les compagnies de distribution municipales et les entreprises mixtes public-privé. Dans de nombreux pays, ce sont des entreprises privées qui ont créé le secteur électrique tandis que le développement rapide de la seconde moitié du XX^e siècle s'est effectué avec une forte proportion de capitaux publics. C'est le cas notamment en Europe et dans la plupart des pays en développement, où la fourniture de l'électricité était et est toujours souvent considérée comme un service public d'importance stratégique pour le développement économique et social. Les États-Unis et le Japon, où la production et le transport restent dominés par des compagnies privées, constituent les principales exceptions. En revanche, le secteur des services électriques, qui s'internationalise de plus en plus, a toujours été dominé par les entreprises privées. La France, où l'État détient encore une participation de contrôle dans Areva, plus grand prestataire de services nucléaires au monde, constitue une exception notable.

La structure du capital a considérablement évolué ces dernières années, avec un retour en force du secteur privé dans de nombreuses parties du monde. Parfois, les compagnies publiques ont été privatisées, par introduction en bourse ou vente au secteur privé. Parfois, l'industrie électrique a été

ouverte à l'investissement privé dans le cadre de nouveaux projets seulement, les compagnies publiques restant le pivot de l'industrie.

Malgré l'engagement croissant du secteur privé, l'immense majorité des pays de la zone OCDE, mais aussi du reste du monde, conserve au moins quelques entreprises d'électricité publiques. Le statut d'entreprise publique va généralement de pair avec une forte intégration verticale et horizontale. Des capitaux publics et une structure centralisée fortement intégrée permettent aux autorités de conserver un contrôle direct du secteur. La plupart des pays qui ont entrepris des réformes de leur marché ont également privatisé au moins certaines parties de l'industrie – sauf lorsque cette dernière était déjà largement aux mains du privé.

Dans certains pays, la structure des participations croisées entre compagnies d'électricité et autres entreprises services publics à l'intérieur et au-delà des frontières nationales peut être complexe et faire intervenir tant des compagnies publiques que des compagnies privées. En règle générale, les filiales ou les sociétés affiliées opèrent en toute indépendance, pour des raisons commerciales ou pour respecter des dispositions réglementaires destinées à garantir un accès non discriminatoire au réseau et la concurrence entre producteurs et fournisseurs. Certaines compagnies d'électricité détiennent également des parts dans les sociétés de services électriques.

2.3. Typologies

Aujourd'hui, l'organisation et la structure du capital de l'industrie électrique varient considérablement suivant les pays. Cette variété résulte essentiellement des différences dans la façon dont s'est développé le secteur de l'électricité, du stade atteint du processus de libéralisation, du cadre réglementaire, ainsi que du climat général des affaires et de l'investissement. Le tableau 3.1 donne un aperçu de la typologie actuelle du secteur électrique en fonction du degré d'intégration horizontale et verticale et du régime de propriété des actifs physiques dans les 15 plus grands pays du monde par leur consommation intérieure. Ces pays représentent près des trois quarts de la consommation finale totale d'électricité dans le monde.

Dans ces pays, l'intégration verticale est généralement plus prononcée que l'intégration horizontale. Pour certains, les réformes ont exigé ou favorisé le démembrement de la structure horizontalement intégrée de la production et de la fourniture, soit par cession d'actifs, soit par l'ouverture à de nouveaux entrants, en conservant une certaine intégration verticale, du moins pour le moment. Dans plusieurs pays de l'Union européenne (UE), par exemple, la distribution et la vente au consommateur final demeurent partiellement intégrées, mais cela devrait changer avec l'ouverture à la concurrence du marché de détail en juillet 2007. Ailleurs, la réforme revient à régionaliser le

Tableau 3.1. Organisation et structure du capital de l'industrie sur les 15 plus grands marchés nationaux de l'électricité au monde

	Consommation d'électricité, 2003 (TWh)	Intégration horizontale				Intégration verticale (structurelle)	Propriété des infrastructures (majoritairement)
		Production	Transport	Distribution	Vente		
États-Unis	3 475	Variable	Faible	Faible	Variable	Variable	Privée
Chine	1 483	Forte/moyenne	Forte	Moyenne	Moyenne	Forte	Publique
Japon	934	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Forte	Forte	Privée
Russie	632	Forte	Forte	Forte	Forte	Forte	Publique
Allemagne	509	Moyenne	Moyenne	Faible	Forte	Variable	Variable
Canada	504	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Variable	Forte	Publique
Inde	418	Forte	Forte	Forte	Forte	Forte	Publique
France	408	Forte	Forte	Forte	Forte	Forte	Publique
Royaume-Uni	337	Faible	Forte	Faible	Faible	Moyenne	Privée
Brésil	329	Moyenne	Forte	Faible	Faible	Moyenne	Privée
Corée	318	Moyenne	Forte	Forte	Faible	Forte	Publique
Italie	291	Moyenne	Forte	Forte	Moyenne	Forte	Publique
Espagne	218	Moyenne	Forte	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Privée
Australie	190	Faible	Moyenne	Variable	Faible	Moyenne	Privée
Taipei chinois	182	Forte	Forte	Forte	Forte	Forte	Publique

Note : *Variable* signifie que différentes compagnies ont différents degrés d'intégration verticale et/ou horizontale; *moyenne* signifie que la production, le transport, la distribution et la fourniture ne sont pas complètement intégrés verticalement ou horizontalement au sein des compagnies ou des pays concernés.

Source : AIE (2005a); analyse de Menecon Consulting.

secteur au sein d'un même pays : en Chine, par exemple, diverses compagnies provinciales sont responsables de la production d'électricité, de son transport régional, de sa distribution locale et de la commercialisation, à l'intérieur de zones clairement délimitées.

En général, le transport et la distribution sont plus intégrés horizontalement que la production ou la vente d'électricité, car les réformes du marché ne comportent en général aucune obligation pour les opérateurs historiques de céder des actifs, car ces activités sont considérées comme des monopoles naturels. Dans de nombreux pays, les autorités ont confié le transport à une entreprise en situation de monopole qui dessert la totalité du pays ou d'une région, cela afin de tirer parti des économies d'échelle et de faciliter la planification et l'exploitation des réseaux. La distribution est généralement moins intégrée que le transport, particulièrement dans les grands pays, car elle concerne des zones géographiquement distinctes.

C'est dans les pays de l'OCDE que les réformes du marché sont généralement les plus avancées et que le degré d'intégration verticale et horizontale est le plus faible, même si ces réformes sont au point mort ou progressent lentement dans nombre d'entre eux. Actuellement, le Royaume-Uni, où les réformes ont été lancées en premier, dispose peut-être du marché

le plus concurrentiel, avec un niveau relativement faible de participation de l'État. Dans plusieurs pays de l'UE, comme la France, l'Allemagne et l'Espagne, la contestabilité du marché et l'intensité de la concurrence restent limitées, et le secteur reste en grande partie aux mains de l'État. La Corée dispose aujourd'hui de l'un des secteurs de l'électricité les plus intégrés de la zone OCDE, même si les pouvoirs publics activent la mise en œuvre de plans visant à privatiser les compagnies publiques et à favoriser la concurrence.

La plupart des pays non membres de l'OCDE ont pris des mesures ces dernières années pour libéraliser leur industrie électrique, mais rares sont ceux qui ont réussi à instaurer des marchés réellement concurrentiels, même au niveau de la vente en gros. En Chine, en Russie, en Inde, au Brésil et au Taipei chinois – qui sont les cinq plus grands consommateurs d'énergie électrique hors OCDE – le secteur de l'électricité est fortement intégré et détenu en grande partie par l'État.

3. Principaux moteurs du changement

3.1. Demande d'électricité et besoins d'investissement croissants

Les modèles économiques dans l'industrie électrique seront déterminés par les secteurs qui, dans toutes les grandes régions du monde, connaissent une demande d'électricité et des besoins en investissement croissants. Dans un scénario de référence faisant l'hypothèse de politiques publiques inchangées, l'Agence internationale de l'énergie prévoit que la demande mondiale d'électricité augmentera à un rythme annuel moyen de 2.5 % jusqu'en 2030. À cet horizon, celle-ci devrait être deux fois plus élevée qu'aujourd'hui. Cette hausse sera essentiellement due aux pays en développement et aux économies de marché émergentes. Ces pays devraient voir leur consommation d'électricité suivre à peu près le rythme de croissance de leur PIB, et ainsi atteindre en 2030 plus du triple de la consommation actuelle. Dans les pays de l'OCDE, le rythme de la croissance sera nettement plus lent, avec 1.4 % par an. Toutefois, à la fin de la période de projection, les 1.3 milliard d'habitants de la zone OCDE consommeront toujours plus d'électricité que les 6.5 milliards d'habitants des pays en développement. Hors de la zone OCDE, c'est en Asie que la croissance de la demande d'électricité sera la plus forte. La hausse de l'activité économique, liée en partie à la croissance démographique est le principal facteur de progression de la demande dans toutes les régions. Les projections du scénario de référence font l'hypothèse d'une croissance moyenne de l'économie mondiale de 3.2 % jusqu'en 2030.

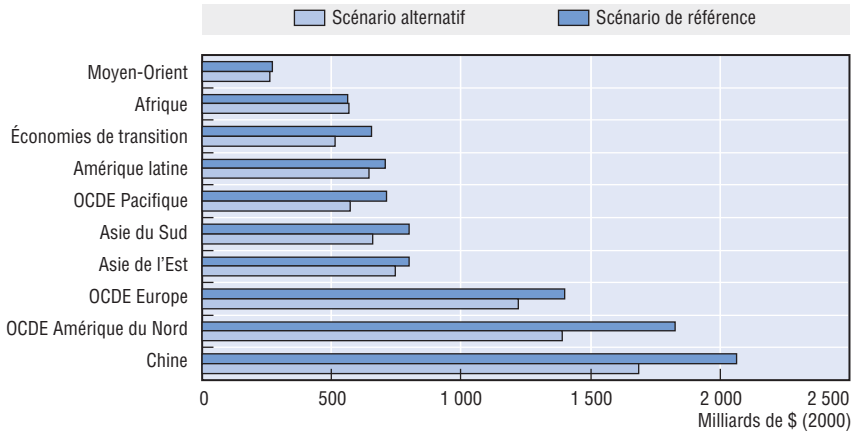
Dans un scénario alternatif, où les gouvernements du monde entier sont supposés adopter des politiques destinées à ralentir la croissance de la demande pour des raisons de sécurité d'approvisionnement énergétique et d'environnement, la demande d'électricité augmente moins rapidement.

En 2030, elle devrait être inférieure de 12 % à celle du scénario de référence, et progresser de 70 % par rapport à 2003 au lieu de 94 % dans le scénario de référence. Le rythme annuel de croissance de la demande entre 2003 et 2030 est estimé atteindre en moyenne 2 %, soit 0.5 % de moins que dans le scénario de référence. Dans toutes les régions, les économies résultent principalement des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels, des appareils électriques et de l'éclairage.

D'autres facteurs que les politiques publiques pourraient accélérer ou ralentir la hausse de la demande bien plus qu'il n'est prévu dans les scénarios⁵. Ainsi, le dérèglement climatique pourrait se traduire à long terme par des bouleversements de la demande d'électricité pour la production de chaleur ou de froid, avec des répercussions majeures sur la nature et le montant des investissements requis ainsi que sur les politiques à prendre pour assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir section 5.4). De la même manière, une croissance économique plus rapide – particulièrement dans les régions en développement – pourrait stimuler la demande d'électricité et les besoins en infrastructures.

Le rythme de croissance de la demande déterminera le montant des investissements nécessaires dans les infrastructures électriques. Étant donné la croissance de la demande prévue dans le scénario de référence, les besoins d'investissement cumulés dans le monde entier devraient s'élever à 9.8 billions USD (USD 2000) entre 2003 et 2030, soit environ 350 milliards USD par an. Plus de la moitié concerneront les pays en développement. La Chine viendra en tête des besoins, avec plus de 2 billions USD (graphique 3.2). Les nouveaux investissements seront également importants en Amérique du Nord et en Europe. Plus de la moitié des investissements mondiaux dans le secteur électrique seront destinés aux réseaux de transport et de distribution. La part du transport et de la distribution sera en général la plus élevée dans les pays non membres de l'OCDE où l'on a davantage besoin de développer et de densifier les réseaux existants. Dans le scénario alternatif, les besoins d'investissement mondiaux cumulés avoisinent 1.5 billion USD (en USD 2000) – et sont donc inférieurs de près de 16 % à ceux du scénario de référence. Le coût unitaire moyen de l'investissement dans la production d'électricité a beau être de 14 % plus élevé dans le scénario alternatif que dans le scénario de référence (à cause d'un plus large recours à la production décentralisée, aux énergies renouvelables et à l'énergie nucléaire plus gourmande en capital), cet effet est largement compensé par une croissance de la demande ralentie qui se traduit par des besoins réduits d'augmentation de la puissance installée et de capacité des réseaux.

Mais il n'est pas acquis que les capitaux nécessaires seront disponibles – dans l'un ou l'autre scénario. Au cas où les investissements seraient insuffisants ou arriveraient trop tard, la demande risque de ne pas être

Graphique 3.2. **Besoins cumulés d'investissements dans le secteur de l'électricité par région, 2003-2030**

intégralement satisfaite, d'où des coupures d'électricité temporaires ou récurrentes. Les principales incertitudes concernant le montant des investissements mondiaux dans le secteur de l'électricité tiennent à l'impact de la libéralisation et des réformes des marchés, qui auront une incidence sur les incitations à investir et l'accès au capital. Une insuffisance des investissements, en particulier si le secteur électrique est public, pourrait inciter à une réorganisation, éventuellement par ouverture aux capitaux privés. Les politiques environnementales, qui influent particulièrement sur l'implantation géographique des nouvelles centrales et des lignes de transport ainsi que sur les émissions atmosphériques, peuvent elles aussi freiner l'investissement. Les possibilités d'investissement et les incitations à investir influenceront quant à elles sur l'évolution des modèles économiques, aux niveaux régional et mondial.

3.2. Transformation en société commerciale et privatisation

Le mode de gestion des compagnies d'électricité publiques et les politiques nationales concernant les entreprises privées autorisées à investir dans le secteur de l'électricité auront une influence déterminante sur l'évolution des modèles économiques – particulièrement dans les pays en développement et les économies de marché émergentes. La transformation en société commerciale et la privatisation sont deux méthodes largement appliquées au cours des deux dernières décennies pour améliorer l'efficacité de l'industrie électrique. La transformation en société commerciale suppose de réorganiser les actifs publics et de transférer la responsabilité de leur exploitation d'un ministère à une instance distincte à vocation commerciale.

Elle peut constituer une étape transitoire vers la privatisation ou une alternative. Lorsque c'est la privatisation que l'on vise, les actifs sont confiés à une société anonyme, et les actions sont transférées au trésor public pour être vendues. Dans un cas comme dans l'autre, l'objectif est d'introduire des structures et règles de gestion et de comptabilité, et aussi d'améliorer la rentabilité de l'exploitation. Dans la pratique, la transformation en société commerciale et la privatisation peuvent avoir une influence spectaculaire sur la manière dont fonctionne le secteur.

Transformation en société commerciale

La transformation en société commerciale vise à séparer les deux rôles de l'État propriétaire et régulateur. En l'absence de séparation, il y a lieu de redouter que le gouvernement n'use du contrôle qu'il exerce sur l'industrie pour poursuivre des objectifs sociaux à des fins politiques de court terme, souvent au coup par coup et de façon opaque. L'exemple le plus courant est l'imposition directe d'un plafonnement des prix entraînant des pertes d'exploitation, qui doivent alors être financées par l'État. Cela crée des conflits entre les différentes responsabilités de l'État, d'un côté, assurer la viabilité financière du secteur de l'électricité et protéger les intérêts des contribuables, et de l'autre, protéger les intérêts des consommateurs à court et à long terme. En Inde, les subventions importantes accordées aux consommateurs d'électricité – notamment aux exploitants agricoles et aux ménages – ont infligé aux *State Electricity Boards* d'immenses pertes financières, qui ont compromis leur capacité d'investir, mais aussi de répondre à la demande d'électricité croissante et de garantir la fiabilité de la fourniture d'électricité.

En général, les entreprises publiques doivent, d'après la loi qui les a instituées être rentables et maximiser leur actif net. Elles ont d'ordinaire une structure de gestion proche de celle d'une entreprise privée, avec un conseil d'administration indépendant, élu par des représentants des actionnaires (collectivités locales, régions et administration centrale). Le conseil d'administration est responsable de la qualité du service et des résultats commerciaux. Généralement, la société convient avec les actionnaires des objectifs stratégiques lorsqu'elle leur fait approuver le programme d'activités de l'entreprise. La société exerce ainsi son activité en toute indépendance des autorités publiques.

À la différence du conseil d'administration, directement sous la tutelle d'un ministère, les fonctions commerciales sont dissociées des obligations sociales que les gouvernements pourraient imposer, notamment des tarifs préférentiels pour les ménages défavorisés, qui seraient alors financés séparément. Dans la pratique, toutefois, les pouvoirs publics conservent une marge de manœuvre considérable pour intervenir dans la gestion quotidienne de la compagnie d'électricité. Ils peuvent par exemple décider de prélever

inopinément un dividende pour faire face à des contraintes budgétaires à court terme, et ainsi empêcher la compagnie d'atteindre ses objectifs d'investissements et de performances. Qui plus est, la transformation en société commerciale n'incite pas en soi la compagnie à adopter un comportement efficient ou concurrentiel.

Privatisation

Les politiques de privatisation reposent sur deux arguments principaux. En premier lieu, l'idée que le statut d'entreprise publique est incompatible avec la volonté d'assurer efficacement la fourniture d'électricité au coût le plus bas possible pour le consommateur final – à cause surtout du risque d'ingérence du pouvoir politique dans la conduite de l'activité. En second lieu, la forte intensité capitalistique qui caractérise cette industrie fait peser une lourde charge sur l'État qui peut choisir d'accorder en priorité les capitaux limités dont il dispose à d'autres secteurs et à d'autres types de dépenses. Avec l'augmentation de la demande d'électricité, les gouvernements des pays en développement et des économies de marché émergentes seront davantage incités à se tourner vers le secteur privé afin de réunir une partie au moins des capitaux requis pour développer les infrastructures. Tout en déchargeant le gouvernement de l'obligation de financement, la privatisation peut aussi conduire ponctuellement à une substantielle injection de liquidités dans les caisses de l'État. Dans la plupart des cas, la privatisation s'est doublée de réformes du marché visant à promouvoir la concurrence dans la construction des infrastructures électriques et les services électriques. Ce sera vraisemblablement le cas à l'avenir.

La privatisation des compagnies d'électricité peut s'effectuer de diverses manières. La première question qui se pose est la suivante : Faut-il restructurer la compagnie (ou le secteur, s'il s'agit d'un monopole entièrement intégré) avant de la vendre pour introduire des réformes du marché destinées à créer des conditions propices au développement de la concurrence (voir plus loin)? L'expérience acquise dans le monde montre qu'il est nettement plus facile de restructurer avant de privatiser. Le gouvernement britannique a décidé de restructurer l'industrie avant de la privatiser en 1990 et de procéder dans le même temps à des réformes du marché. À l'opposé, le gouvernement français n'a procédé à aucune restructuration majeure avant de vendre une tranche d'actions de l'entreprise publique Électricité de France (EdF) en 2005.

Souvent, la privatisation ne concerne que les entreprises de production et de distribution, alors que les activités liées au transport (dont le dispatching et, dans certains cas, le fonctionnement du pool ou du marché spot) restent entre les mains et sous le contrôle de l'État, après la création de sociétés commerciales dans toute l'industrie. Ainsi, la récente restructuration de la Pakistan Water and Power Development Authority a conduit à créer la

National Transport & Dispatch Company, une entreprise commerciale structurellement distincte qui reste propriété de l'État. En revanche, les trois entreprises de production et les huit compagnies de distribution qui ont vu le jour en même temps devraient être privatisées dans un futur proche.

Parmi les autres questions importantes, il convient de savoir à qui vendre les actifs et comment, de même que la proportion du capital à mettre en vente. L'émission publique d'actions a été la méthode la plus répandue dans les pays où les ventes d'actifs ont été importantes. Cela a souvent coïncidé avec des mesures visant à développer l'actionnariat de manière générale ou, dans le cas des pays de l'ancien bloc communiste, avec la volonté de redistribuer les richesses dans la population. Souvent, l'on réserve une tranche d'actions aux investisseurs institutionnels, afin de garantir à plus long terme une certaine stabilité de l'actionnariat et un contrôle efficace de la gestion de la société. Lorsqu'il s'agit de plus petites entreprises, les gouvernements préfèrent généralement vendre les actifs directement à un acheteur unique – en règle générale une entreprise solidement implantée dans le secteur, sur le marché intérieur ou international – de façon à être sûrs que l'organisation privatisée sera correctement gérée. Quelle que soit la méthode choisie pour vendre les actifs, les pouvoirs publics peuvent décider de se dessaisir de la totalité de la part de l'État, d'une majorité de ses parts ou seulement d'une minorité – pour des raisons qui peuvent être pratiques ou politiques. Les grandes privatisations qui ont eut lieu récemment en France et en Italie ont consisté à vendre une part minoritaire du capital. En Italie, la décision de vendre à l'origine environ 30 % des parts de la compagnie d'électricité nationale ENEL, en 1999, motivée par des considérations pratiques liées à l'importance d'une telle émission. Les émissions ultérieures d'actions ont réduit la part de l'État à environ 20 %. En France, le gouvernement a décidé ne vendre que 10 % du capital d'EdF, les syndicats s'opposant fortement à ce que l'État perde sa majorité de contrôle dans la société.

La privatisation et, dans une moindre mesure, la création de sociétés commerciales continueront de susciter des objections. Les actions visant à privatiser les infrastructures électriques – et d'autres secteurs de l'économie – se sont souvent heurtées à une farouche opposition au niveau politique, social et institutionnel. Très récemment, elles ont fait l'objet de protestations publiques dans divers pays (Chine, Inde, Indonésie, Corée, Thaïlande, Pérou, Équateur et Paraguay). Ce type d'opposition s'appuie généralement sur une argumentation où interviennent le nationalisme économique, les avantages stratégiques d'un contrôle direct du secteur par l'État, la peur de pertes d'emplois associées à une approche plus commerciale de l'activité et la crainte de voir les prix augmenter (Buresch, 2003). Le fait que le prix des actifs ait été sous-estimé dans les programmes de privatisation antérieurs ainsi que dans d'autres secteurs ou pays est à l'origine de la résistance du public à la privatisation.

Le scepticisme concernant les avantages supposés de la privatisation est corroboré par des recherches démontrant que le fait que les compagnies publiques appartiennent au public ou au privé n'a que peu d'influence sur leur efficacité⁶. Suite à l'opposition et aux doutes du grand public concernant l'efficacité de la privatisation, certains gouvernements ont abandonné leurs plans et d'autres conduisent leurs programmes de privatisation avec moins de hâte et plus de prudence, en s'attachant à mieux lui expliquer les avantages à long terme de la privatisation (section 4). Les institutions financières internationales, comme la Banque mondiale, sont désormais nettement plus réservées à l'égard du recours massif à l'investissement privé dans le secteur électrique (Banque mondiale, 2004). Il y a tout lieu de penser que, dans un avenir proche, les compagnies d'électricité de nombreux pays en développement resteront dans le giron de l'État.

3.3. Réformes du marché et de la réglementation

Les réformes du marché et de la réglementation resteront les principaux moteurs de l'évolution des modèles économiques dans les pays de l'OCDE et bien d'autres parties du monde. Le plus souvent, la mise en œuvre des réformes est loin d'être achevée et l'on ne peut encore en ressentir vraiment les effets sur l'organisation et la structure du secteur. Même si l'expérience acquise à ce jour laisse penser que la concurrence à la production et la fourniture d'électricité peut en principe apporter d'importants avantages, grâce aux gains d'efficacité et aux prix plus bas, on s'inquiète de plus en plus de savoir si les nouveaux modèles économiques et réglementaires inciteront vraiment à investir dans la capacité de production et les réseaux lorsque les acteurs du marché se seront adaptés à ce nouvel environnement.

On utilise normalement le terme de « libéralisation » pour désigner le processus faisant intervenir l'ouverture du secteur de l'électricité à la fois à l'investissement privé et à la concurrence entre producteurs et éventuellement aussi entre fournisseurs. La réforme du marché, avec la réforme de la réglementation qui l'accompagne, ne désigne habituellement que l'introduction de la concurrence. En fait, les deux éléments sont distincts : il est possible de privatiser ou d'ouvrir le secteur à l'investissement privé sans établir la concurrence et *vice versa*. Néanmoins, lorsque des réformes du marché ont été effectuées dans un secteur majoritairement aux mains de l'État, elles ont généralement été précédées par une privatisation. Ce fut le cas au Chili et au Royaume-Uni – les deux premiers pays à privatiser leurs industries électriques dans les années 80. Exception notable, les producteurs d'électricité qui appartenaient à l'État de Nouvelle-Galles du Sud ont été démembrés puis transformés en établissements publics, après quoi la concurrence a été introduite sur les marchés de gros (grâce à la participation au National Electricity Market) et de détail.

Concurrence sous diverses formes

La concurrence dans le secteur électrique peut prendre diverses formes. Elle peut comporter, au minimum, une procédure d'appel d'offres pour la fourniture à long terme d'électricité en gros par des centrales indépendantes. Le processus peut être organisé par les autorités ou par l'opérateur historique qui détient les droits de monopole sur le transport. C'est l'approche qu'ont retenue les États-Unis en 1978, avec l'adoption du Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), loi qui autorisait les compagnies à décider si elles souhaitaient se doter de leurs propres moyens de production ou recourir aux services de producteurs indépendants en vertu de contrats à long terme. Beaucoup d'autres pays ont suivi cette voie par la suite.

Dans la plupart des pays de l'OCDE – notamment aux États-Unis – et dans plusieurs pays non membres de l'OCDE, les réformes sont poussées beaucoup plus loin, la concurrence étant étendue à la vente de gros en temps réel et, dans certains cas aussi à la vente de détail, en vertu d'un système autorisant l'accès des tiers aux réseaux électriques physiques. Pour ce faire, il a fallu créer des marchés de gros pour la fourniture d'électricité et les activités associées. Les producteurs ont toute liberté de vendre de l'électricité aux grossistes, aux détaillants ou directement aux consommateurs finals. Les producteurs, grossistes et détaillants rémunèrent les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution pour l'utilisation effective de leurs services, sur la base d'un barème préétabli, ajusté dans certains cas après coup, en fonction des contraintes de capacité et des pertes réelles sur le réseau. Les autorités de régulation indépendantes jouent normalement un rôle essentiel, car il leur incombe de veiller au respect des lois sur l'électricité et au fonctionnement efficace et équitable du marché et de fixer des tarifs d'utilisation des réseaux qui reflètent les coûts. De cette manière, les anciens et les nouveaux producteurs peuvent librement décider du nombre et de la taille des installations qu'ils construiront mais aussi du moment et du lieu où ils le feront, en respectant bien sûr les procédures et conditions d'autorisation.

Processus de réforme du marché et de la réglementation

Ce processus comporte plusieurs éléments essentiels :

- La séparation verticale entre segments concurrentiels (production et vente) et segments réglementés relevant du monopole naturel (distribution, transport et exploitation du système), soit par la séparation juridique des entités du réseau, soit par séparation structurelle. On considère souvent que la seconde option est un moyen plus efficace de s'assurer que les gestionnaires de réseau (GRT) n'accordent pas l'accès au réseau aux tiers de façon discriminatoire. De fait, par cette séparation on remplace le système centralisé de décision que l'on trouve dans les compagnies d'électricité

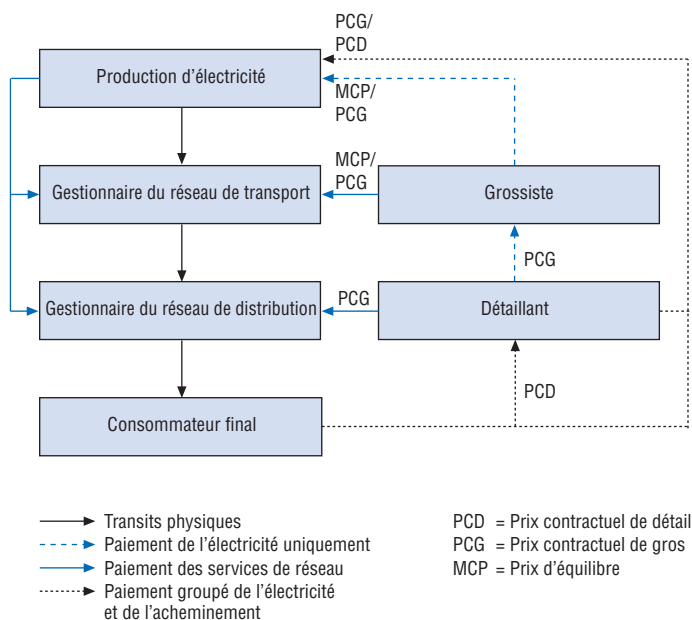
verticalement intégrées par un système décentralisé où divers acteurs prennent des décisions commerciales dans des conditions de marchés.

- La réorganisation des activités de transport et de réseau, afin de créer un marché de gros disposant d'une large assise géographique et la création d'un gestionnaire unique, chargé d'exploiter l'ensemble du réseau, de planifier la production et de procéder au dispatching de façon à satisfaire la demande mais aussi de maintenir la fréquence, la tension et la stabilité du réseau. Lorsque l'exploitation du réseau n'est pas structurellement (ou juridiquement) dissociée de la production et de la vente au détail, on met généralement en place un gestionnaire de réseau indépendant à qui est confié le dispatching de façon à garantir un accès non discriminatoire.
- La création d'un marché de gros officiel pour l'électricité et les réserves d'exploitation, afin d'assurer le nécessaire équilibrage en temps réel entre l'offre et la demande, de gérer les arrêts non programmés des ouvrages de transport ou de production et de favoriser des échanges économiquement efficaces entre producteurs, acheteurs et vendeurs en gros et détaillants. Le marché de gros fixe le prix de l'électricité livrée à n'importe quelle période (et éventuellement en n'importe quel point ou nœud du réseau de transport), en fonction du coût marginal de la fourniture de la charge estimée.
- La séparation de la tarification de la fourniture et des services de réseau afin d'assurer l'accès non discriminatoire des tiers au réseau et des conditions de concurrence équitables pour l'approvisionnement des consommateurs finals. Les détaillants achètent leur électricité sur les marchés de gros ou disposent de leurs propres installations de production pour respecter leurs engagements de vente au détail, et ils acheminent l'électricité sur le réseau de distribution réglementé contre une redevance. Lorsque la concurrence sur le marché de détail est limitée aux gros consommateurs, les compagnies de distribution doivent continuer de fournir les autres clients en achetant l'électricité sur les marchés de gros. Si la concurrence sur le marché de détail est totale, aucun utilisateur final n'entretient de relation contractuelle directe avec les gestionnaires du réseau (graphique 3.3).
- La conception et la mise en place de règles détaillées et d'organismes de régulation afin de favoriser l'accès des tiers au réseau de transport, y compris des mécanismes pour attribuer des capacités de transport limitées et des procédures pour fixer les tarifs d'utilisation des réseaux.

Expériences des différents pays

L'Angleterre et le pays de Galles ont été les premiers à introduire la concurrence sur le marché de gros de l'électricité en 1990 (l'extension de la concurrence dans la vente au détail à tous les consommateurs a été achevée en 1999 (encadré 3.1). La Norvège a suivi en 1991, rejointe par les autres pays

Graphique 3.3. Relations contractuelles et flux physiques sur un marché concurrentiel avec séparation structurelle intégrale et concurrence sur le marché de détail



Encadré 3.1. Développement de la concurrence et restructuration du marché de l'électricité britannique

Le Central Electricity Generating Board, monopole de l'Angleterre et du pays de Galles, a été transformé en société commerciale, restructuré puis privatisé en vertu de la loi sur l'électricité de 1989, laquelle a conduit à la création de trois entreprises de production, d'un transporteur et de 12 distributeurs régionaux. Cette loi a institué un système d'échanges concurrentiel, le pool. Elle a également accordé l'accès au réseau aux clients consommant plus de 1 MW. L'éligibilité a été progressivement étendue et concerne tous les consommateurs depuis juin 1999. En 1993, National Power, le plus gros producteur d'électricité, a consenti à céder une partie de sa capacité, afin de renforcer la concurrence au sein du pool et d'éviter une enquête antitrust. En 1998, National Power and PowerGen, l'autre grand producteur d'électricité non nucléaire, a consenti à céder plus de capacité en échange de l'autorisation de prendre des parts dans les distributeurs régionaux. Ces cessions ont entraîné une réintégration verticale partielle du secteur mais une moindre intégration horizontale. L'entrée sur le marché de nouveaux producteurs

Encadré 3.1. Développement de la concurrence et restructuration du marché de l'électricité britannique (suite)

indépendants qui ont construit des centrales au gaz naturel a réduit encore la proportion totale de la puissance installée détenue par les trois grands producteurs, qui est ainsi passée de 91 % en 1990 à 37 % en 2004.

Suite à une analyse détaillée du fonctionnement du pool par l'autorité de régulation, les pouvoirs publics ont décidé de revoir le dispositif mis en place pour les échanges afin d'empêcher les producteurs en position dominante de « manipuler » le pool et de faire artificiellement baisser les prix. En 2001, le pool a été remplacé par un système radicalement différent, le New Electricity Trading Arrangements (NETA). Le NETA a remplacé l'obligation faite aux producteurs de livrer l'électricité via le pool par un système d'échanges volontaires bilatéraux décentralisés. Le seul marché officiel dans le système du NETA est le marché de l'ajustement qui est géré par ELEXON (filiale de la National Grid Company) et où les prix sont fixés par enchères. Un dispositif destiné à rémunérer l'offre de puissance, mis en place dans le pool, s'est avéré sujet à manipulations par les producteurs dominants et a été abandonné.

On avait espéré que se développeraient des marchés de gré à gré informels pour différents segments correspondant à la période précédant le dispatching effectif. Dans la pratique toutefois, le marché spot manque toujours de liquidités. Une bourse d'échange la veille pour le lendemain, appelée APX, fonctionne actuellement, mais les volumes échangés sont très faibles. Cela a fait naître des inquiétudes sur la transparence des prix et, par conséquent, sur l'efficacité du mécanisme de formation des prix, ainsi que sur les coûts de transaction. Les prix d'ajustement la veille pour le lendemain sont malgré tout publiés par ELEXON. Ils se sont effondrés immédiatement après l'entrée en vigueur du NETA, même si la responsabilité exacte du NETA reste sujette à controverse. Les interrogations demeurent sur la capacité du marché de l'ajustement de révéler une sous-pénurie de capacité. En avril 2005, le NETA est devenu le BETTA (British Electricity Trading and Transport Arrangements), auquel participe désormais l'Écosse.

Le secteur de l'électricité britannique a poursuivi depuis peu une réintégration verticale, de gros producteurs faisant l'acquisition d'entreprises de vente au détail. Cette tendance semble essentiellement motivée par la nécessité pour les producteurs de se protéger contre des fluctuations des prix des combustibles et des prix de gros de l'électricité. Pour ce faire, il leur est possible de prendre le contrôle du marché de détail pour vendre leur production et ce, par l'acquisition d'un détaillant – malgré les coûts de transaction élevés et le manque de souplesse inhérent à une telle stratégie. Dans une certaine mesure, cette situation pourrait traduire le manque d'alternatives rentables sous forme de marchés de contrats financiers plus liquides.

scandinaves – Suède, Finlande et Danemark – au sein de Nordpool, dans la seconde moitié des années 90. L'Australie a commencé par créer des marchés concurrentiels au niveau régional en 1994, et le *National Electricity Market* a commencé à fonctionner en 1998. En Amérique du Nord, plusieurs marchés ont été constitués vers la fin des années 90 au nord-est des États-Unis, dont le plus grand dessert la Pennsylvanie, le New Jersey et le Maryland (PJM). Né en 1998, le marché californien a été suspendu à la suite de coupures de courant catastrophiques en 2001. Le Texas et la province canadienne de l'Alberta ont ouvert leurs marchés en 2001.

Les pays membres de l'Union européenne ouvrent leurs marchés à la concurrence à des rythmes différents. En application d'une directive de 2003, ils sont juridiquement tenus d'introduire la concurrence sur l'intégralité du marché de détail à compter du 1^{er} juillet 2007. Toutefois, la concurrence ne s'instaure que très lentement, comme le montre le faible nombre de consommateurs éligibles qui optent pour d'autres fournisseurs que l'opérateur historique et la domination de ces entreprises en place (encadré 3.2). Le Japon a lancé une réforme de son marché de l'électricité vers la fin des années 90. La loi de 2003 (loi sur les entreprises d'électricité) avait fixé à 2007 la date d'ouverture complète à la concurrence du marché de détail. Les consommateurs finals, qui représentent plus des deux tiers de la consommation totale d'électricité, ont déjà le droit de choisir leur fournisseur.

Encadré 3.2. **Obstacles au développement de la concurrence sur le marché de l'électricité de l'UE**

La réforme du marché de l'électricité progresse à des rythmes divers dans les différents pays de l'Union européenne (UE). Une directive de l'UE adoptée en 1996, conjuguée à une seconde directive et à un règlement sur les échanges transfrontaliers adoptés en 2003, définissent des exigences minimales en matière de réforme du marché. Avant le 1^{er} juillet 2004, les pays membres de l'UE étaient conviés à ouvrir à la concurrence leur marché de détail pour tous les consommateurs autres que les ménages, à opérer au minimum une séparation juridique du réseau de transport et à créer une autorité de régulation indépendante. La date limite d'ouverture totale du marché de détail est le 1^{er} juillet 2007. Certains pays sont allés plus vite et plus loin, mais la majorité des États membres n'ont pas respecté, ou sont susceptibles de ne pas respecter, les délais fixés par l'UE. En général, la concurrence s'est développée très lentement, les marchés manquent de liquidités et les prix n'ont pas baissé autant qu'on l'aurait souhaité à l'origine – indépendamment de l'augmentation générale du prix des combustibles fossiles sur les marchés internationaux.

Encadré 3.2. **Obstacles au développement de la concurrence sur le marché de l'électricité de l'UE** (suite)

La Commission européenne a identifié plusieurs obstacles au développement d'un marché intérieur de l'électricité qui soit réellement concurrentiel (CE 2005a et 2005b) :

- Le peu d'intégration des différents marchés nationaux, que traduit l'absence de convergence des prix dans l'UE et le faible niveau des échanges transfrontaliers. Cette situation est généralement liée à l'existence d'obstacles à l'entrée sur le marché, à l'utilisation inadaptée des infrastructures existantes et à l'insuffisance des interconnexions entre de nombreux États membres, ce qui conduit à des congestions.
- La forte concentration du secteur de l'électricité dans de nombreux pays, qui freine le développement d'une véritable concurrence. Peu de consommateurs finals – en particulier les petits consommateurs – changent de fournisseur, et les parts de marché des nouveaux fournisseurs venant d'autres États membres demeurent faibles dans la plupart des États membres.
- Les règles de séparation ne sont pas encore pleinement en vigueur dans la pratique, en raison notamment de la transposition tardive des directives par certains États membres. Environ la moitié d'entre eux ont procédé à la séparation structurelle du réseau de transport (tableau 3.2). Toutefois, la plupart ont pleinement utilisé les dérogations, et exempté les petits distributeurs d'opérer une séparation juridique ou fonctionnelle et ont reporté à juillet 2007 l'obligation de séparation juridique pour les grands distributeurs.

En avril 2006, la Commission présentait 48 recours dans l'une des plus grandes batailles juridiques jamais lancée par Bruxelles. Pour la plupart, ces recours concernent des pratiques de marché spécifiques, notamment la mise en œuvre par les gouvernements d'une législation sur la séparation appropriée. L'Espagne et le Luxembourg font déjà l'objet d'un recours devant la Cour européenne de justice pour des infractions lors de l'application des règles sur la séparation. La Commission a également lancé une enquête sur la concurrence sur les marchés de l'électricité, centrée sur le fonctionnement des marchés de gros. L'enquête doit étudier dans quelle mesure l'absence d'intégration du marché et le peu d'échanges internationaux influent sur les prix et sur les obstacles à l'entrée sur le marché. L'annonce de plusieurs grandes fusions et le protectionnisme national qui se manifeste lors de diverses tentatives d'OPA en France et en Espagne (voir section 4.1) font grandir l'inquiétude concernant la concentration du marché et la position dominante de certains acteurs.

Tableau 3.2. **État d'avancement de la réforme des marchés de l'électricité dans les pays de l'UE au mois de janvier 2005**

	Ouverture du marché déclarée (% du total)	Changement de fournisseur par les gros consommateurs éligibles ¹	Changement de fournisseur par les petits consommateurs éligibles ¹	Séparation	
				Transport	Distribution
Autriche	100	22 (78) ²	3	Juridique	Juridique
Belgique	env. 90	35	19 ³	Juridique	Juridique
Danemark	100	> 50	5	Propriété	Juridique
Finlande	100	> 50	Non communiqué	Propriété	Comptable
France	70	22	Pas encore d'ouverture du marché	Juridique	Gestion
Allemagne	100	35 (65) ²	6 (25-50) ²	Juridique	Comptable
Grèce	62	0	Pas encore d'ouverture du marché	Juridique	None
Irlande	56	> 50	1	Juridique	Gestion
Italie	79	env. 15	Pas encore d'ouverture du marché	Propriété	Juridique
Luxembourg	57	10	Pas encore d'ouverture du marché	Juridique	Gestion
Pays-Bas	100	30	35	Propriété	Juridique
Portugal	100	9	1	Juridique	Comptable
Espagne	100	18	0 (18) ²	Propriété	Juridique
Suède	100	> 50	Non communiqué	Propriété	Juridique
Royaume-Uni	100	> 50	> 50	Propriété	Juridique
Estonie	10	0	Pas encore d'ouverture du marché	Juridique	Juridique
Lettonie	76	0	Pas encore d'ouverture du marché	Juridique	Comptable
Lituanie	Non communiqué	17	Pas encore d'ouverture du marché	Propriété	Juridique
Pologne	52	10	Pas encore d'ouverture du marché	Juridique	Comptable
République tchèque	47	Non communiqué	Pas encore d'ouverture du marché	Propriété	Comptable
Slovaquie	66	10	4	Juridique	Gestion
Hongrie	67	24	Pas encore d'ouverture du marché	Propriété	Comptable
Slovénie	75	10	Pas encore d'ouverture du marché	Propriété	Comptable

1. Depuis l'ouverture du marché. La limite entre petits et gros clients se situe environ à 1 GWh/an.

2. Clients ayant renégocié leurs contrats entre parenthèses.

3. Flandre uniquement.

Source : Commission européenne (2005a et 2005b).

Pour que la concurrence se développe plus rapidement en Europe comme au Japon, il faudra que les autorités de régulation et les décideurs prennent des mesures propres à réduire la domination des grands producteurs sur les marchés régionaux et nationaux (voir section 5).

L'expérience de la Grande-Bretagne, de l'Australie, de la Scandinavie, du nord-est des États-Unis et d'ailleurs donne à penser que le processus de réforme du marché et de la réglementation comporte trois phases distinctes. La phase initiale, qui peut durer plusieurs années, comprend des négociations politiques, l'adoption d'une législation, la création de nouveaux organismes de régulation, la préparation et la réalisation de la réglementation ainsi que la conception et la mise en place de systèmes techniques et de gestion. Elle est suivie d'une phase de développement du marché, qui recouvre l'ajustement des mécanismes d'échange sur le marché de gros, l'ouverture progressive des marchés de détail et l'apparition de producteurs et de fournisseurs concurrents. La phase finale correspond à la maturation du marché et du cadre réglementaire. On peut se demander si un marché est déjà parvenu au-delà de la seconde phase. Dans la réalité, l'ensemble du processus de réforme conduisant à l'instauration d'un marché solide et relativement stable peut durer au moins dix à vingt ans, peut-être même autant que la durée de vie économique des actifs existants.

Le développement du secteur électrique continuera de dépendre des décisions ainsi que du contrôle et de la surveillance exercés par les pouvoirs publics et les autorités de régulation. La manière dont les acteurs du marché anticipent les évolutions stratégiques et réglementaires et réagissent aux risques associés aura des conséquences considérables sur les modèles économiques. Une réaffirmation claire de l'engagement en faveur de la réforme peut susciter la réaction nécessaire du marché et écarter la menace d'actions susceptibles de compromettre le développement à long terme de la concurrence. Les interventions politiques visant à résoudre des problèmes à court terme – comme le plafonnement des prix pour protéger les consommateurs de la volatilité du marché – peuvent avoir des incidences négatives sur l'investissement, la stabilité du marché et la sécurité d'approvisionnement (AIE, 2005a).

Mesurer le succès des réformes

La perception que l'on aura du succès des réformes du marché aura manifestement un impact considérable sur les futures orientations des politiques et, par conséquent, sur les modèles économiques des entreprises. Il est trompeur de prendre un instantané du secteur à un stade particulier du processus de réforme et de l'utiliser comme une preuve de succès ou d'échec. Néanmoins, les données sur un certain nombre de marchés qui ont bien avancé sur la voie des réformes permettent de penser que ces dernières ont eu un impact positif substantiel sur le fonctionnement du secteur, lorsqu'elles ont été conçues et mises en œuvre correctement. Ces améliorations sont la résultante de réformes du marché, de la réglementation et de l'organisation, dont la privatisation ou la transformation en sociétés commerciales des

compagnies publiques et l'introduction de pressions concurrentielles (Joskow, 2003). Elle se sont manifestées de diverses manières, notamment par davantage d'efficience dans la planification des moyens de production et des réseaux, la construction d'infrastructures et l'exploitation de ces actifs, par la réduction des pertes thermiques ou en ligne, par des coûts d'exploitation et de maintenance réduits grâce à une meilleure productivité du travail; par une baisse des prix pour le consommateur final et par le fait que les ménages ont pu bénéficier des services électriques auxquels ils ne pouvaient précédemment prétendre. Dans certains pays en développement, les investissements ont fortement augmenté, comblant ainsi le manque de capacité et stimulant le développement économique.

Les réformes se sont aussi heurtées à de sérieux problèmes et ont parfois produit des résultats décevants, nécessitant de constants ajustements. Durant les deux premières phases de la réforme du marché, il s'est avéré nécessaire, pour remédier aux fréquents problèmes d'abus de position dominante, de modifier les systèmes d'échanges et d'atténuer l'intégration horizontale et la concentration du marché par des mesures juridiques ou réglementaires. Les efforts déployés pour combattre les abus de position dominante en encadrant les mécanismes d'enchères et en plafonnant des prix, plutôt que par des mesures structurelles, ont souvent fait plus de mal que de bien, car ils ont découragé l'investissement dans des moyens de production. La capacité de financer des centrales indépendantes ou « grossistes » s'est révélée un obstacle majeur à l'entrée sur les marchés (voir section suivante). De nombreux marchés ont par ailleurs été confrontés à des perturbations de la fourniture – conduisant souvent à des pannes générales ou des baisses de tension – qui en fait ont constitué un test de la robustesse de la nouvelle structure de marché. Dans certains pays, tout particulièrement ceux où le secteur de l'électricité est encore assez loin de la maturité, les réformes ont été différées ou suspendues. La façon dont les pouvoirs publics aborderont ces problèmes influera directement sur les stratégies commerciales des compagnies et l'organisation du secteur. Les principaux défis posés dans ce cadre aux responsables politiques et aux autorités de régulation sont étudiés à la section 5.

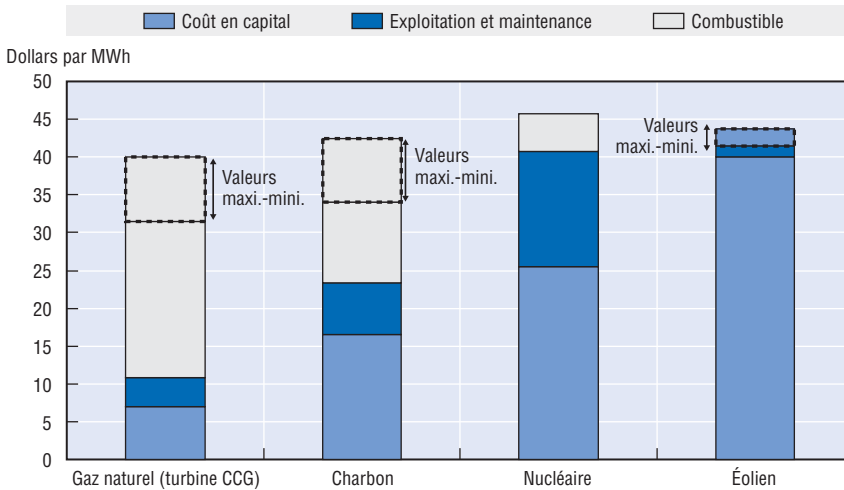
3.4. Évolutions de la technologie et des coûts

Les évolutions de la technologie – notamment de production d'électricité – et des coûts de fourniture continueront d'avoir des répercussions majeures sur la structure de l'industrie électrique. La production d'électricité était jusqu'à présent dominée par de grandes centrales thermiques, nucléaires et hydrauliques. L'apparition de la technologie des turbines à gaz en cycle combiné (CCG), fonctionnant au gaz naturel, a profondément modifié la structure du secteur dans de nombreuses parties du monde. Les turbulences sur les marchés de l'énergie internationaux et l'envolée des prix des combustibles fossiles

pourraient avoir une influence déterminante sur les futurs choix de technologies et de combustibles.

Les décisions concernant la construction de moyens de production dépendent en grande partie des évaluations financières de différents combustibles et technologies, intégrant les risques de marché, mais aussi les risques techniques et ceux liés aux changements de politiques. Sur des marchés concurrentiels, le coût inférieur et les délais de construction courts des centrales à cycle combiné au gaz CCG – ainsi que leurs coûts de production moins élevés – en ont fait la solution de prédilection pour tous ceux qui souhaitent se doter de nouveaux moyens de production dans de nombreuses parties du monde, tout au moins jusqu'à la récente envolée des prix du gaz (graphique 3.4). Les centrales CCG représentent près de la totalité des moyens de production à combustibles fossiles connectés aux réseaux au cours des dix dernières années en Amérique du Nord et en Europe.

Graphique 3.4. **Coûts de production intermédiaires indicatifs pour les nouvelles centrales**



Note : Dans l'hypothèse où le prix du gaz naturel varie dans une fourchette comprise entre 3.00 et 4.50 USD/MBtu et celui du charbon dans une fourchette située entre 35 et 60 USD/tonne, ainsi que pour un taux d'actualisation de 7 %.

Source : AIE (2004).

Les prix plus élevés du gaz depuis 2003, en valeur absolue mais aussi par rapport au charbon, ainsi que les inquiétudes concernant la disponibilité à long terme du gaz sur plusieurs grands marchés, font que la construction d'installations au gaz a perdu de son intérêt et que les centrales au charbon, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables sont devenues plus

concurrentielles. Si les prix restaient à leurs niveaux actuels, ces trois dernières techniques verraient probablement leur part de la production d'électricité augmenter. Dans la plupart des régions du monde, les énergies hydraulique et éolienne sont les plus concurrentielles des diverses énergies renouvelables en cours de développement. Toutefois, les progrès accomplis par la biomasse, le solaire thermique et l'électricité photovoltaïque et d'autres technologies avancées pourraient à plus long terme améliorer leurs perspectives de conquête de parts de marché. Les projections du dernier scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie laissent entrevoir une très légère augmentation de la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité, de 18 % environ aujourd'hui à 19 % en 2030 (AIE, 2004). Pour le ministère de l'Énergie des États-Unis (US Department of Energy), celle-ci devrait demeurer à peu près constante jusqu'en 2025 (DOE/AEI, 2006). Ces deux organisations prévoient une forte progression de la part des énergies renouvelables hors hydraulique, de 2 % en 2003 à 6 % en 2030, selon l'AIE.

Production décentralisée

La progression des techniques de production à petite échelle à base d'énergies renouvelables et d'autres formes de production décentralisée, comme la petite cogénération à combustible fossile et les piles à combustible, pourrait radicalement modifier la structure du secteur de l'électricité. La production décentralisée ne représente actuellement qu'une petite partie du marché de l'électricité, mais le fait qu'elle possède une large gamme d'applications potentielles, associé à des politiques gouvernementales favorables à la production combinée de chaleur et d'électricité et aux énergies renouvelables devraient contribuer à l'augmentation de ses parts de marché dans les prochaines décennies.

Les responsables de nombreux pays encouragent activement le développement et le déploiement de la production décentralisée, pour les avantages qu'elle peut apporter sur le plan économique, environnemental et de la sécurité d'approvisionnement. La production d'électricité sur le site de consommation à partir de combustibles fossiles génère de la chaleur résiduelle qui peut être utilisée par le client et réduit d'autant ses besoins totaux en énergie primaire. La production décentralisée est probablement aussi plus en mesure d'utiliser des combustibles bon marché qui, sinon, seraient considérés comme des déchets, à savoir les gaz de décharge. Les unités de production décentralisée implantées sur le site d'un consommateur final ou d'un distributeur local et qui alimentent directement le réseau de distribution local, réduisent les besoins d'investissement dans des lignes de transport à haute tension. Un développement des technologies de production décentralisée permettrait de faire l'économie d'environ USD 130 milliards (en USD année 2000) d'investissements dans les réseaux de transport entre 2001

et 2030 – soit 8 % du total des investissements dans le transport (AIE, 2003). La production décentralisée peut améliorer la fiabilité des systèmes électriques qui dépendraient ainsi moins des installations centralisées. L'emploi de groupes décentralisés en certains points peut également aider les distributeurs à maîtriser les congestions locales. La production décentralisée présente toutefois certains défauts pouvant limiter sa pénétration sur le marché de la production d'électricité. Les coûts en capital par kilowatt peuvent être plus élevés que pour les grandes centrales, en particulier si l'on ne récupère pas pour l'utiliser la chaleur qui pourrait être produite au cours du processus. Certaines techniques, lorsqu'elles sont utilisées dans des installations décentralisées, exigent en outre une réserve de puissance pour parer aux indisponibilités liées à la variabilité de fonctionnement, si la production d'électricité est dépendante de la demande de chaleur, ou aux intermittences naturelles (dans le cas de l'énergie éolienne).

Un large déploiement de la production décentralisée exigerait de profonds changements de la manière dont les réseaux électriques sont organisés, construits et exploités. L'exploitation des réseaux serait plus décentralisée, ce qui pourrait élargir les perspectives pour les petits producteurs. La production à basse tension et sa gestion par le gestionnaire du réseau pourrait être plus importante. Dans un tel système, le réseau haute tension devrait assurer le secours des systèmes locaux décentralisés.

L'ouverture complète à la concurrence du marché de détail, soit l'accès au réseau local pour les producteurs et les clients finals, ainsi qu'une réglementation appropriée pourraient s'avérer indispensables au développement de la production décentralisée. Si les réformes du marché se limitaient à la libéralisation du marché de gros, les avantages de la production décentralisée seraient fonction des conditions proposées par l'entreprise de distribution en position de monopole. Les politiques publiques peuvent contraindre le distributeur à proposer des conditions avantageuses, mais il est peu probable que cette approche soit économiquement efficiente, car les signaux de prix ne traduiraient pas bien les conditions du marché. Ainsi, on peut en partie attribuer la surcapacité du marché néerlandais aux mesures qui ont encouragé l'installation de moyens de production décentralisés sans tenir compte des besoins réels (AIE, 2002).

Sur certains marchés non encore complètement libéralisés, seuls les clients haute tension peuvent choisir leurs fournisseurs. Les plus petits consommateurs et les producteurs indépendants sont tenus d'informer l'entreprise en place verticalement intégrée de leur intention d'installer des unités de production décentralisées. Cette dernière peut alors répliquer en proposant un rabais sur le prix de l'électricité réglementé, afin de décourager l'installation de ces unités. Les compagnies de distribution qui possèdent encore des moyens de production pour approvisionner leurs clients

directement sont également incitées à la discrimination à l'encontre des producteurs d'énergie décentralisée. Pour éliminer ce risque de discrimination, il faut séparer la distribution de la production et de la vente au détail. Toutefois, imposer des contraintes aux distributeurs exploitant leurs propres petites centrales peut entraîner des inefficiences. Dans certains cas, par exemple, il peut s'avérer plus rentable d'exploiter une unité de production d'énergie décentralisée directement au poste de transformation, pour soulager les congestions du réseau de distribution.

3.5. Échanges transfrontaliers et interconnexions de réseaux

Le développement des interconnexions entre réseaux nationaux ou régionaux avec l'intensification qui en résulte des échanges transfrontaliers seront à la fois un catalyseur et une conséquence majeure de l'évolution structurelle de l'industrie électrique dans de nombreuses régions du monde. La hausse de la demande d'électricité multipliera les occasions d'investissements rentables dans les interconnexions sur les marchés libéralisés. Toutefois, la puissance effectivement installée et utilisée devrait dépendre dans une large mesure du cadre réglementaire.

Parce qu'ils permettent de tirer parti des avantages comparés des différents pays, les échanges internationaux peuvent apporter d'importants avantages économiques mutuels et permettre une meilleure répartition des investissements globaux dans le transport et la production, ainsi que la création d'un marché de gros de l'électricité plus important et plus liquide. Le transport d'électricité à travers les frontières peut s'avérer une solution rentable pour éviter de construire de nouveaux moyens de production sur le marché intérieur, lorsqu'il existe sur un marché voisin une réserve de puissance à moindre coût. Pour de nombreux pays, les échanges avec l'étranger seront un moyen important de tirer parti de la réforme du marché, particulièrement les petits pays; les échanges peuvent en effet s'avérer le moyen le plus facile et le plus rapide de renforcer la concurrence en augmentant la taille du marché. Le pool de l'électricité Pennsylvanie-New Jersey-Maryland (PJM) illustre comment l'intégration de réseaux a préparé la mise en place d'un marché de gros (encadré 3.3).

Les possibilités de développer les échanges avec l'étranger sur un marché dépendront de la capacité de transport disponible. Sur des marchés libéralisés, l'efficacité des prix des deux côtés d'une ligne de transport surchargée indique qu'il faut investir dans de nouveaux moyens de production ou lignes de transport. La tarification de l'accès aux ouvrages d'interconnexion peut prendre en compte la congestion et inciter ainsi le propriétaire du système de transport à développer sa capacité d'interconnexion. En pratique toutefois, la rente de congestion acquise par le propriétaire de l'ouvrage (ou ses droits d'utilisation) peut décourager toute tentative d'en construire de nouveaux.

Encadré 3.3. Développement du marché de gros à PJM

PJM est un pool d'électricité qui coordonne les échanges entre les États de Pennsylvanie, du New Jersey, du Maryland et du Delaware. Formé dès 1927, c'est seulement en 1993 qu'il entame sa transformation en organisation indépendante, essentiellement par la formation de la PJM Interconnection Association, alors chargée d'administrer le pool d'électricité. PJM devient un organisme entièrement indépendant en 1997, avec le lancement d'un marché spot de l'électricité, fondé sur un mécanisme d'enchères. PJM a été le premier gestionnaire de réseau indépendant des États-Unis à recevoir l'agrément de la *Federal Energy Regulatory Commission*, FERC (commission fédérale de régulation du secteur de l'énergie) en vertu de l'Order 888, qui restructurait le marché de gros de l'électricité. En 2002, PJM a été officiellement reconnu comme gestionnaire de réseau de transport régional.

À l'origine, le marché spot la veille pour le lendemain reposait sur un prix d'équilibre du marché qui valait pour la région toute entière. Les coûts élevés de la gestion des congestions et le peu de souplesse d'exploitation du système, en grande partie pour des raisons de sécurité, ont conduit à l'adoption d'un système de « prix marginaux localisés » (nodaux), basés sur les coûts annoncés, dans lequel les prix d'équilibre du marché étaient calculés en chaque nœud du système. L'année 1999 a vu l'introduction d'un marché de capacités avec enchères quotidiennes, mensuelles et plurimensuelles et d'un nouveau système de tarification fondé sur des enchères. En 2000, sont venus s'ajouter au marché la veille pour le lendemain un marché en temps réel et un marché de la réserve tournante. En 1999, PJM a introduit la mise aux enchères des droits financiers de transport (DFT) alloués, permettant ainsi aux acteurs du marché de se protéger des risques de prix entre les nœuds. Ces dispositifs ont été remplacés en 2003 par un système plus élaboré de droits aux recettes des enchères des DFT.

La couverture géographique et le volume de transactions sur le marché PJM ont considérablement augmenté depuis sa création. En 2002, Allegheny Power a rejoint PJM, intégrant à la zone de desserte de nouvelles régions de Pennsylvanie, des parties importantes de Virginie-Occidentale, certaines zones de Virginie et de petites zones de l'Ohio. La même année, American Electric Power, Commonwealth Edison (Com Ed), Illinois Power et National Grid sont convenus avec PJM de créer une entreprise de transport indépendante opérant dans l'ouest du système PJM. Dominion a également rejoint PJM, faisant entrer dans le système et le marché de PJM une grande partie du système électrique de Virginie et une petite partie de celui de Caroline du Nord. Ces opérations ont été menées à bien en 2004-05. À elle seule, l'intégration de Com Ed a développé le marché de PJM de 20 %. Le gestionnaire du réseau du Midwest (MISO) et PJM collaborent depuis 2004 à la création d'un marché de gros intégré dans 24 États plus la province du

Encadré 3.3. Développement du marché de gros à PJM (suite)

Manitoba au Canada. En 2005, MISO a ouvert un marché fondé sur des prix marginaux localisés. Aujourd'hui, PJM dessert environ 51 millions de personnes et gère 163 806 MW sur plus de 90 000 km de lignes de transport.

La plupart des États desservis par PJM ont décidé d'autoriser l'accès au marché de détail à tous les consommateurs. Le premier a été le New Jersey, en 1999. De 2000 à 2004, il a été suivi par la Pennsylvanie, le District de Columbia, le Delaware, l'Ohio, le Maryland et l'Illinois.

Source : Site Internet de PJM www.pjm.com.

D'autant que le propriétaire de l'interconnexion est une entreprise verticalement intégrée en position dominante qui a un intérêt évident à gêner le développement de la concurrence sur son marché intérieur. C'est pourquoi la structure de l'industrie et la façon dont sont réglementés l'accès et le coût du transport transfrontalier sont d'une importance capitale pour les investissements dans les interconnexions et les échanges avec l'étranger.

Dans la pratique, différentes approches sont utilisées pour traiter ces problèmes. Le modèle économique adopté sur les marchés de PJM et de l'Australie comporte une séparation de la propriété et de l'exploitation du réseau de transport, comme alternative à une séparation structurelle complète. De cette manière le prix de toute congestion peut être évalué, les besoins de transport sont transparents et l'accès est accordé sans discrimination. Sur ces marchés, il n'y a que deux manières de rémunérer l'investissement dans la capacité de transport dans le cadre réglementaire actuel. La première répond à une logique concurrentielle ou marchande où la rentabilité des investissements dépend entièrement de la différence de prix entre les deux marchés connectés. Dans la pratique, le propriétaire de l'interconnexion achète l'électricité à l'extrémité de la ligne où les prix sont les plus bas et la vend sur le marché à l'autre extrémité. Cet investisseur en tirera une rente si la différence de prix peut se maintenir suffisamment longtemps, mais il court le risque de perdre de l'argent dans le cas contraire. La seconde approche fait appel à des tarifs réglementés prédéfinis pour financer les extensions. Dans le pool PJM et en Australie, la plupart des investissements sont encore essentiellement financés par des tarifs réglementés. Cette dernière approche devrait rester prédominante sur ces marchés, entre autres, où l'on aura à moyen terme des possibilités de renforcer les capacités d'interconnexion.

Le marché européen

Le modèle qui prévaut en Europe continue d'associer la propriété du transport et la gestion du réseau dans un monopole. Cette approche permet d'assurer une planification coordonnée des lignes de transport pour répondre aux exigences en matière de la fiabilité et d'échanges, mais elle ne peut conduire à des investissements économiquement efficaces dans la capacité d'interconnexion. Les monopoles en place sont incités à obtenir les rentes de gestion les plus élevées possibles et à empêcher le développement des capacités. La crainte d'incitations préjudiciables est l'une des principales motivations de l'Union européenne pour favoriser l'investissement dans la construction de lignes de transport permettant de soulager d'importants points de congestion. Les transits d'électricité entre les pays d'Europe occidentale atteignaient en 2004 environ 10.7 % de la consommation totale – soit une augmentation de deux points en pourcentage seulement par rapport à 2000 (CE, 2005). La construction des infrastructures électriques prioritaires est financée dans le cadre du programme RTE-E (réseaux transeuropéens de l'énergie) que la Commission prévoit de renforcer.

La Commission étudie également des méthodes de tarification de l'interconnexion qui permettent d'inciter davantage à investir. À peine la moitié des 34 interconnexions pays à pays entre les 24 pays membres de l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ETSO, *European Transport System Operators*) sont allouées suivant des principes fondés sur le marché. L'ETSO et l'association des bourses européennes de l'électricité (Europex, *European Power Exchanges*) ont proposé une méthode de tarification intégrant le négoce de l'électricité avec celui des capacités de transport et comportant une mise aux enchères implicite de la capacité de transport – méthode dite de couplage des marchés qu'emploient déjà les pays nordiques, l'Australie et divers marchés des États-Unis (ETSO/EuroPex, 2004). Les bourses de l'électricité néerlandaise (APX) et française (Powernext) sont convenues avec le gestionnaire du réseau de transport belge (ELIA) de créer une bourse fondée sur le couplage des marchés entre les trois bourses. Le projet suit une méthodologie qui tient compte partiellement des transits de bouclage. Il se concentre sur les échanges internationaux, mais n'aborde pas la nécessaire gestion des congestions au niveau national et dans chaque zone de réglage. Statnett, le gestionnaire du réseau de transport norvégien et TenneT, son homologue néerlandais, construisent une interconnexion dont la capacité sera allouée selon les principes du couplage des marchés.

Le marché nordique de l'électricité

L'exploitation, la planification et les investissements dans les capacités d'interconnexion s'effectuent sur le marché nordique par l'intermédiaire de Nordel qui regroupe les gestionnaires des réseaux de transport. De nets progrès ont été accomplis sur la voie de l'harmonisation de l'exploitation des réseaux nationaux, de l'adoption de mesures pour améliorer la fiabilité et de la mise au point de méthodes de tarification qui permettent d'affecter de manière efficiente des capacités limitées. Les capacités des six interconnexions internationales sont allouées suivant les principes du couplage des marchés. En 2004, les gestionnaires des réseaux nationaux sont convenus d'accorder la priorité à l'étude de cinq grands projets d'un coût total d'un milliard EUR, afin de réduire la congestion sur les lignes correspondantes. Quatre de ces projets ont reçu le feu vert à ce jour. Les décisions concernant les investissements sont prises en fonction des avantages économiques nets pour l'ensemble du marché nordique, plutôt que pour les marchés locaux. Ces investissements seront financés sur les redevances acquittées par les utilisateurs du réseau.

L'augmentation des échanges internationaux fournira des occasions d'intégrer la gestion de la réserve de puissance et les marchés de services auxiliaires, de renforcer la fiabilité et la sécurité du système. En Australie, par exemple, la mise en commun des réserves de puissance et l'exploitation des différences entre les courbes de charge des régions ont permis à la *National Electricity Market Management Company* (NEMMCO) de réduire de plus de moitié sa réserve de puissance minimale. Le négoce de services auxiliaires entre les différents membres du pool PJM a également permis de réduire le niveau minimal total de la réserve. La demande de pointe estivale a augmenté de 30 % après l'extension de la zone de desserte, tandis que la demande de réserve tournante ne progressait que de 20 % – démontrant clairement l'intérêt de la coordination du système. Les réseaux nationaux d'Europe se concertent depuis longtemps pour utiliser les réserves et d'autres services auxiliaires, en grande partie dans le cadre de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE) et de Nordel. Mais le seul cas de négoce transfrontalier de réserve a eu lieu en 2003, lorsque Eltra, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) de l'ouest du Danemark a acheté des réserves d'exploitation en Norvège, en accord avec Statnett, le GRT norvégien, ce qui lui a permis de réduire ses propres réserves.

3.6. Gestion du risque commercial

L'évolution des risques qu'entraîne le fait d'opérer dans différentes régions et secteurs d'activités aura un effet déterminant sur les changements de structure de l'industrie et de ses pratiques commerciales. La libéralisation

modifie radicalement la répartition des risques commerciaux et conduit à concevoir de nouvelles manières de les gérer. Auparavant, les risques liés aux investissements dans le secteur de l'énergie étaient plutôt faibles. Les compagnies d'électricité étaient assurées de pouvoir récupérer les coûts raisonnablement consentis pour assurer un service aux clients. Aussi n'avaient-elles pas besoin de se prémunir contre des hausses des prix imprévues des combustibles et des coûts d'autres facteurs de production. Pour les compagnies publiques, emprunter des capitaux était facile. Même pour les producteurs d'énergie indépendants, un contrat à long terme permettait de transférer le risque de marché à l'acheteur unique et de financer l'investissement sans prime de risque élevée. Peu importe la structure du capital, les risques commerciaux – ainsi que les coûts éventuels de la surcapacité, d'une technologie inadaptée ou d'une exploitation inefficace – étaient en grande partie supportés par les consommateurs.

La réforme et la restructuration des marchés rendent les risques plus transparents et les rattachent davantage aux décideurs eux-mêmes. La nature de ces risques évolue différemment pour les producteurs, les entreprises de transport ou de distribution, les fournisseurs/détaillants ou les consommateurs finals. Le développement des marchés de gros expose les producteurs au risque de prix, car leur production est vendue à des prix non réglementés, soit sur un marché en temps réel, soit dans le cadre de contrats bilatéraux avec des fournisseurs. Le risque de prix s'accroît avec la volatilité des prix des combustibles consommés (particulièrement le gaz naturel) et de l'électricité. Ainsi, à la fin des années 90, durant le boom de la construction, il était relativement aisé de trouver des financements pour les centrales indépendantes ou « grossistes » sur les marchés américains. L'augmentation du risque de prix, associée à d'autres événements (en particulier la crise de l'électricité en Californie, la faillite d'Enron et de plus faibles écarts entre le prix de gros de l'électricité et le coût du gaz utilisé pour la produire) au début de l'actuelle décennie ont fortement renchéri les coûts du capital pour les nouvelles centrales aux États-Unis et, par voie de conséquence, entraîné un affaissement de l'investissement.

Aux États-Unis et ailleurs, les producteurs, les sociétés d'interconnexion privées, les fournisseurs et les gros consommateurs finals sont contraints de rechercher des moyens de se protéger des risques de prix et autres risques du marché. En principe, on peut efficacement gérer les risques commerciaux par des contrats, notamment fixer les quantités, le calendrier, les prix et autres modalités afin de lever une partie des incertitudes. Ces contrats peuvent prendre la forme d'un marché bilatéral entre un producteur et un fournisseur ou un consommateur final, ou bien d'un contrat à terme standardisé négocié sur un marché organisé. Plus le marché de l'électricité devient liquide, plus le degré de concurrence est élevé et plus la situation se prête à l'introduction

d'outils de gestion des risques perfectionnés. Si, sur la plupart des marchés de gros les échanges s'effectuent la veille pour le lendemain et en temps réel, les contrats de longue durée sont souvent beaucoup plus rares (tableau 3.3). Aux États-Unis, on a vu apparaître des instruments dérivés sur le marché à terme NYMEX dès le mois de mars 1996. Le Chicago Board of Trade et le Minneapolis Grain Exchange en ont eux aussi proposé. C'est NYMEX qui arrivait en tête, avec six différents contrats à terme à un moment. Les contrats à terme et les contrats d'options ont connu leur heure de gloire au deuxième semestre de 1998. Fin 2000 toutefois, l'essentiel de l'activité avait cessé. NYMEX a depuis repris un contrat mensuel de PJM, mais les échanges sont rares. En Grande-Bretagne, la bourse de l'électricité APX, lancée en 2000, est encore moins liquide.

Tableau 3.3. **Part des échanges spot et à terme dans la consommation totale d'électricité sur certains marchés, 2004**

	Angleterre et pays de Galles (%)	Australie (NEM) (%)	PJM (%)	Marché nordique de l'électricité (Nord Pool) (%)	Allemagne (European Energy Exchange) (%)
Temps réel	5	100	35	3	n.d.
La veille pour le lendemain	n.d.	n.d.	26	43	11
À plus long terme (bourse)	n.d.	13 ¹	24 ³	151 ⁵	29
À plus long terme (gré à gré)	n.d.	125 ²	58 ⁴	309 ⁶	34 ⁷

1. d-cypha Trade.
2. Australian Financial Market Association.
3. NYMEX.
4. ICE.
5. Nord Pool.
6. Nord Pool Clearing.
7. EEX Clearing.

Source : D-cypha Trade; sites Internet AFMA, FERC, Nord Pool et EEX.

Les risques géopolitiques auront également une influence sur les sites où les compagnies chercheront à investir, sur leurs sources à long terme des combustibles nécessaires pour produire de l'électricité, sur leurs choix de technologies et enfin sur leurs stratégies commerciales. Les producteurs de nombreuses parties du monde deviendront de plus en plus dépendants du pétrole et du gaz importé pour satisfaire leurs besoins en combustibles. Une partie croissante de ces besoins seront très vraisemblablement satisfaits par un petit groupe de pays possédant de vastes réserves, essentiellement les pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP et la Russie (AIE, 2005d; DOE/EIA, 2006). En outre, davantage de pétrole et de gaz seront transportés aux termes de transactions internationales par des voies maritimes encombrées, telles que

le détroit d'Ormuz dans le golfe Persique et le détroit de Malacca en Asie du Sud-Est, aggravant le risque de perturbation par suite de piratage, d'attentat terroriste, d'accident ou de conflit armé. Les récents événements au Moyen-Orient, en Russie et en Amérique latine, la guerre civile au Nigeria et l'envolée des prix des combustibles ont attiré l'attention sur la menace croissante de ruptures d'approvisionnement.

Protection contre les risques

Les moyens organisationnels apparaissent désormais comme l'une des solutions les plus prisées pour se protéger contre les risques d'investissement et d'exploitation qui découlent des fluctuations et de l'imprévisibilité des prix ainsi que contre les menaces pour la sécurité d'approvisionnement en combustibles des producteurs. Le risque croissant qu'entraîne l'intensification de la concurrence rendue possible par la séparation verticale est à l'origine de pressions en faveur du rétablissement de la structure verticale initiale des entreprises par des fusions et des acquisitions, en particulier lorsqu'il est difficile de la reproduire par des contrats. Parmi les autres stratégies figure l'intégration amont, en règle générale par l'acquisition d'actifs de production de gaz naturel ou de charbon, permettant de se protéger contre l'envolée des prix des combustibles et la menace d'une rupture importante des approvisionnements. S'implanter sur des marchés étrangers ou étendre ses activités à d'autres industries de réseau, comme la distribution et la fourniture de gaz, peuvent réduire les risques grâce à la diversification. Les gros consommateurs peuvent également se prémunir contre le risque en installant leurs propres moyens de production, avec la possibilité de vendre l'excédent à d'autres consommateurs.

Les entreprises de transport et de distribution d'électricité ne sont pas confrontées au même risque, dans la mesure où elles demeurent réglementées comme des monopoles naturels. Dans ce cas, le risque commercial reste faible en règle générale, ce que traduit le rendement assez bas que les propriétaires de réseaux seront autorisés à obtenir pour leurs actifs. Le risque est le plus faible si l'on est autorisé à récupérer tous les coûts, qu'ils soient ou non jugés raisonnables. Le risque est plus élevé avec la réglementation incitative, une méthode expérimentée en premier au Royaume-Uni. La compagnie réglementée peut bénéficier de revenus supérieurs à l'objectif fixé si elle parvient à offrir des services à un coût inférieur au prix visé, compte tenu de l'inflation. Elle est toutefois exposée au risque d'atteindre un taux de rendement inférieur si elle n'est pas capable de maintenir ses prix à un niveau jugé réalisable par les autorités de régulation. Dans certains pays, ces dernières ont introduit des mesures visant à multiplier les incitations à améliorer l'efficacité des investissements dans les réseaux et leur exploitation. En Europe, aux États-Unis et en Australie, plusieurs

interconnexions entre réseaux nationaux ou régionaux ont été autorisées à fonctionner bien qu'appartenant à des sociétés privées, au motif qu'elles sont en concurrence avec des moyens de production limités. Les propriétaires de réseau auront avec ce cadre réglementaire des occasions d'obtenir des revenus plus élevés, moyennant toutefois un risque de marché également plus grand.

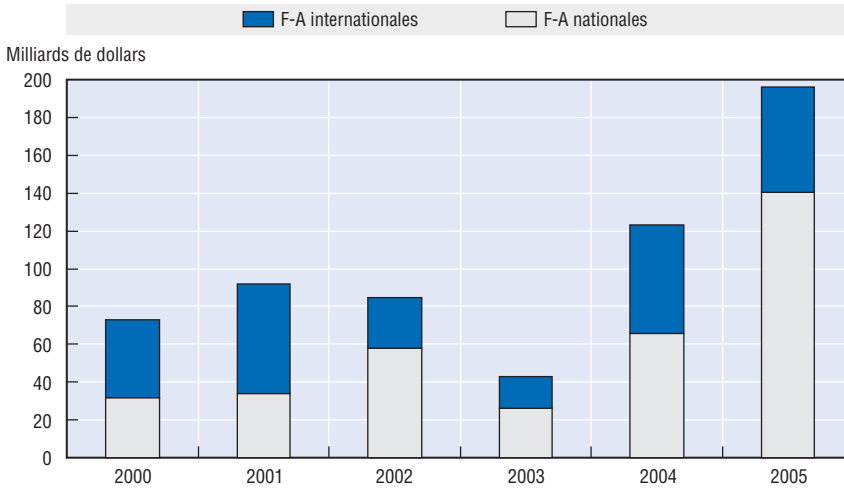
4. Futurs modèles économiques

4.1. Concentration, regroupements et mondialisation

Face à l'évolution du marché et du paysage réglementaire, ainsi qu'aux modifications résultantes des risques commerciaux, les compagnies d'électricité adoptent diverses stratégies commerciales. Globalement, on observe dans le secteur une nette tendance à la concentration et aux rapprochements, réalisés essentiellement par le biais de fusions-acquisitions, à l'échelon national et, de plus en plus aussi, à l'échelon régional et international. Les fusions-acquisitions constituent le dispositif employé de préférence afin d'augmenter ses chances de disposer de flux stables de trésorerie pour financer des investissements importants et à forte intensité capitalistique car le coût du capital est alors généralement moins élevé que lors d'une émission d'actions. Les compagnies d'électricité devraient internationaliser leurs activités et s'associer au secteur du gaz et à d'autres industries de réseau pour profiter des synergies et économies d'échelle potentielles. Sur les marchés déjà libéralisés, la concentration pourrait bien à nouveau s'intensifier, pour des raisons similaires. Toutefois, les autorités de la concurrence pourraient adopter une attitude plus sévère face aux futures concentrations horizontales dans la production et la fourniture d'électricité, étant donné les inquiétudes quant aux répercussions de la concentration sur l'efficacité de la concurrence sur les marchés de gros et de détail.

On a assisté ces toutes dernières années à une explosion du nombre de F-A dans l'industrie électrique à travers le monde. Après un recul en 2002 et 2003, les opérations de ce type dans le secteur électrique ont atteint, à l'échelle mondiale (secteur aval du gaz compris), la valeur record de 196 milliards USD en 2005 – soit une augmentation de plus de moitié par rapport à l'année précédente et de plus du double par rapport au niveau de 2001 (graphique 3.5). Ces montants avoisinent la totalité du capital investi dans le monde pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz.

Les F-A ont été dominées par les opérations à l'échelle nationale, qui représentent 71 % de la valeur de toutes les opérations dans le monde en 2005, contre seulement 54 % en 2004 (PwC, 2006). En fait, le volume de ces opérations sur les marchés nationaux a probablement été plus important encore; une part significative des autres opérations, qualifiées d'internationales étaient soit des

Graphique 3.5. **Acquisitions et fusions entre entreprises d'électricité et de gaz en aval dans le monde**

Source : PwC (2006).

opérations de compagnies européennes souhaitant se développer encore sur des marchés où elles étaient déjà présentes (comme PowerGen, filiale d'E.ON, qui a acquis des actifs supplémentaires au Royaume-Uni), pour prendre pied dans des pays limitrophes, au sein d'un marché relativement contigu (acquisitions du suédois Vattenfall au Danemark, par exemple), soit des offres publiques lors des trois grandes privatisations en Europe. En 2005, l'activité de F-A a été forte sur tous les continents, mais l'Europe a dépassé l'Amérique du Nord pour ce qui est du montant total des opérations. Les entreprises européennes ont représenté 58 % de toutes les cibles et 44 % de tous les initiateurs d'OPA à l'échelle mondiale. Les trois opérations réalisées en Espagne, en Italie et en France ont représenté près de la moitié du montant des dix plus grandes opérations au niveau mondial (tableau 3.4).

Ces dernières années, le montant des opérations internationales a augmenté moins rapidement que celui des opérations nationales. Néanmoins, le montant des F-A internationales – pour l'essentiel dans les grandes régions – en 2005 a égalé le montant record de plus de 55 milliards USD atteint en 2001. Les opérations internationales se concentrent de plus en plus sur les marchés géographiquement proches du pays d'origine⁷.

Les investisseurs en fonds d'infrastructure interviennent de plus en plus dans les F-A dans le secteur électrique, car ils se constituent des portefeuilles d'actifs internationaux, pour l'essentiel composés d'actifs de réseau. Ces fonds commencent à représenter une part significative de l'ensemble des actifs de l'industrie électrique, particulièrement en Europe et en Amérique du

Tableau 3.4. **Dix plus grandes fusions-acquisitions dans le monde en 2005**

N°	Montant de la transaction (milliards USD)	Nom de la cible	Nationalité de la cible	Nom de l'acquéreur	Nationalité de l'acquéreur
1	28.3	Endesa SA	Espagne	Gas natural SDG	Espagne
2	14.3	Cinergy Corp	États-Unis	Duke Energy Corp	États-Unis
3	13.9	Electrabel SA/NV (49.9 %)	Belgique	Suez	France
4	11.2	Constellation Energy Group	États-Unis	FPL Group	États-Unis
5	10.3	Italenergia Bis	Italie	AEM/EdF	Italie
6	9.4	Pacificorp	États-Unis	Midamerican (Berkshire Hathaway)	États-Unis
7	8.3	Texas Genco LLC	États-Unis	NRG Energy	États-Unis
8	7.2	Électricité de France (10.4 %)	France	introduction en bourse	International
9	5.6	Gaz de France (20.5 %)	France	introduction en bourse	International
10	4.9	Enel (9.3 %)	Italie	introduction en bourse	International

Note : Gaz naturel inclus.

Source : PwC (2006).

Nord. En 2004, GC Power Acquisition LLC, un fonds américain, a acquis Texas Genco Holdings pour 2.9 milliards USD – la plus importante acquisition de centrales américaines par une entreprise autre qu'une compagnie d'électricité depuis le début de la déréglementation.

La concurrence limitant les possibilités de croissance interne pour les entreprises, les compagnies d'électricité se tournent de plus en plus vers les F-A pour se développer horizontalement et verticalement, sur toute la chaîne d'approvisionnement en électricité. La majorité des fusions et acquisitions intervenues dans le monde ces dernières années visaient l'intégration horizontale, même si elles comportaient aussi des fusions ou des acquisitions entre compagnies verticalement intégrées. Plus de la moitié des opérations nationales ou internationales sur la période 2002-04 concernaient des entreprises opérant essentiellement sur le même segment fonctionnel de la chaîne (PwC, 2004). Les nouveaux entrants, investisseurs en fonds d'infrastructure inclus, représentent une part croissante des opérations de F-A – près d'un tiers en 2004. Les rapprochements entre compagnies de gaz et d'électricité représentaient 15 % des opérations. L'intégration verticale concernait moins de 10 % de toutes les opérations dans le monde en 2005, soit moins qu'en 2004 où ce chiffre était de 20 %. L'élan en faveur de l'intégration verticale provient principalement de l'extrémité « fourniture » de la chaîne. Bon nombre d'entreprises de vente au détail ont en effet adopté des stratégies agressives pour augmenter leurs actifs dans la production et les sources d'approvisionnement en combustibles. En Australie, par exemple, le détaillant Origin Energy s'est engagé dans la production d'électricité pour se protéger contre les hausses des prix de gros.

Parce qu'ils ont renchéri des valeurs des actifs de production et imposé aux entreprises de se prémunir contre le risque de prix, les prix élevés de l'électricité, du gaz naturel et du carbone sur les marchés de gros ont contribué à l'envolée des F-A. La flambée des prix du gaz naturel à l'échelon international fait qu'il est moins intéressant de construire ou d'acquérir des centrales à turbine à gaz en cycle combiné et, par voie de conséquence, rend plus séduisantes d'autres technologies de production, le nucléaire, le charbon propre ou les énergies renouvelables. Les inquiétudes croissantes concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz et en pétrole incitent à se diversifier et à acquérir des actifs, en particulier en Europe. Jusqu'ici, les autorités européennes de la concurrence n'ont pas fait obstacle aux opérations de grande ampleur, mais certains signes semblent indiquer qu'elles pourraient adopter une position plus sévère à l'avenir à cause des répercussions des concentrations sur la concurrence et la tarification sur les marchés nationaux et, en général, sur le marché européen (encadré 3.4).

La concentration du secteur est encore loin d'être achevée aux niveaux national, régional et mondial. La gestion du risque, les économies d'échelle et de gamme resteront au cœur de la logique économique en faveur de l'intégration verticale et horizontale ainsi que du rapprochement avec l'industrie du gaz et d'autres activités. Les frontières traditionnelles entre les entreprises d'électricité et le secteur amont du pétrole et du gaz naturel s'estomperont de plus en plus, les compagnies en amont s'engageant en aval pour protéger leurs parts de marché et les compagnies en aval cherchant à s'approprier des actifs dans l'approvisionnement et le stockage des combustibles. La séparation des actifs de réseau continuera d'offrir aux fonds d'infrastructure et aux fonds de pension ainsi qu'aux autres investisseurs des possibilités d'acquérir des actifs de réseau rapportant des revenus réguliers avec un risque plutôt faible. Les investisseurs ont pour l'instant un bel appétit, d'où l'engouement actuel pour les fusions-acquisitions. Les autorités de la concurrence auront un rôle essentiel à jouer car il leur faudra évaluer la portée des super transactions dans le secteur électrique. À plus long terme, les compagnies d'électricité pourraient chercher à se développer davantage au niveau mondial. Le regain d'intérêt des plus grandes compagnies occidentales pour les marchés des économies émergentes et des pays en développement dépendra des politiques nationales et de leurs incidences sur le risque ressenti et les bénéfices potentiels (voir ci-dessous).

En Europe, les inquiétudes que suscite la sécurité des approvisionnements en gaz provenant de Russie et la nécessité d'investir massivement dans les infrastructures gazières pourraient inciter à de nouveaux rapprochements des secteurs du gaz et de l'électricité de toute la zone avec les économies en transition. La concentration et la régionalisation devraient également s'accroître dans d'autres parties du monde. Aux États-

Encadré 3.4. Concentration du secteur de l'électricité en Europe

En Europe continentale, sept entreprises – EdF, E.ON, RWE, Vattenfall, Endesa, Electrabel et Enel – dominent le marché. La concentration du secteur devrait se renforcer si la fusion proposée récemment entre les compagnies françaises Gaz de France et Suez et l'acquisition d'Endesa par E.ON se concrétisaient. L'offre d'E.ON constitue un record par l'importance de l'opération et par les sommes en jeu. La dernière ligne droite avant l'ouverture complète du marché de détail en 2007 pourrait stimuler cette concentration. Parallèlement, le nombre de vrais nouveaux entrants sur le marché européen a décliné récemment. Ces dernières années, une très faible proportion seulement des nouveaux projets de production d'électricité revient à des entreprises autres que l'opérateur historique.

L'intégration verticale croissante entre activités de production et de fourniture suscite des inquiétudes quant à son impact sur la liquidité des marchés de gros. De plus, à cause des rapprochements entre compagnies de gaz et compagnies d'électricité la concurrence n'aura plus autant d'intérêt à construire de nouvelles centrales au gaz. Le soutien du gouvernement français à la fusion entre GDF et Suez et la tentative du gouvernement espagnol de s'opposer à la transaction entre E.ON et Endes laissent redouter un protectionnisme national. La Commission européenne surveille attentivement ces opérations et étudie les phénomènes de concentration et de regroupement dans le secteur de manière plus détaillée, dans le cadre d'une enquête sur les prix de gros de l'électricité lancée en 2005. Après de récentes modifications des règles antimonopole et une révision du règlement CE sur les concentrations, la Commission adopte actuellement une méthode plus volontariste pour faire appliquer les règles de la concurrence dans les secteurs libéralisés des services publics (CE, 2004).

Unis, la réglementation aux niveaux fédéral et national continuera d'avoir une influence déterminante sur le rythme et la nature des transactions. L'abrogation récente du Public Utilities Holding Companies Act (PUHCA) de 1935, qui imposait des restrictions à la propriété de compagnies d'électricité, contribuera à accélérer la concentration et l'émergence de grands acteurs régionaux. Sur le marché américain encore très segmenté et régionalisé, les possibilités de concentration sont considérables.

De la même manière, les regroupements régionaux sur les marchés les mieux développés de la région Asie-Pacifique, stimulés par la mise en œuvre progressive de réformes du marché et de la réglementation, devraient selon toute vraisemblance se poursuivre. Les risques géopolitiques pour la sécurité d'approvisionnement en pétrole et en gaz, en particulier au Moyen-Orient, pourraient accentuer cette tendance. Certaines compagnies asiatiques

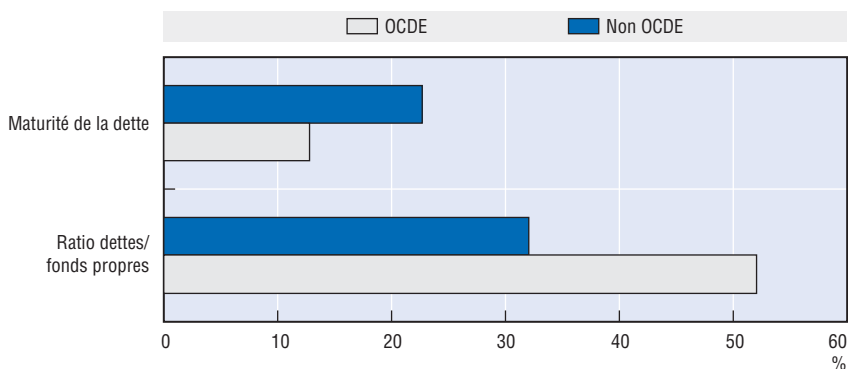
– principalement privées, mais pour certaines aussi publiques – ont commencé ou cherchent à se développer à l'international, d'autres envisagent de le faire. Elles ont parfois repris des entreprises vendues par les multinationales occidentales. Les investissements des entreprises d'électricité asiatiques en Australie, par exemple, sont maintenant comparables au montant total des investissements privés des entreprises de la zone OCDE dans le secteur électrique d'Asie (Hall, Corral et Thomas, 2004).

4.2. Capital et financement

Le capital et le financement de l'industrie électrique diffèrent beaucoup selon que l'on a affaire à des pays riches industrialisés ou à des marchés émergents et des pays en développement. La privatisation est en grande partie achevée dans la plupart des pays de l'OCDE, et la majorité des actifs de production sont aujourd'hui aux mains du secteur privé. Dans certains pays, l'État ne détient plus que le transport et la distribution. La France et la Corée sont les principales exceptions. Aucun de ces deux pays ne prévoit de vendre la majorité de ses parts dans la production dans un avenir prévisible.

Il ne fait guère de doute que l'on devrait pouvoir disposer, dans la plupart des pays de l'OCDE, de suffisamment de capitaux pour effectuer les investissements nécessaires dans l'électricité. On peut redouter cependant qu'il n'y ait pas assez d'incitations pour que ces investissements puissent intervenir au moment et à l'endroit voulus. Aujourd'hui, pour financer leurs projets, les compagnies d'électricité recourent à la fois à leurs fonds propres (bénéfices réinvestis ou émission d'actions) et à l'endettement (emprunts bancaires ou émissions obligataires). Le ratio « endettement/fonds propres » des compagnies d'électricité de la zone OCDE est très variable. Le Japon est le pays qui fait le plus appel à l'endettement, alors que les États-Unis privilégient les fonds propres. En moyenne, la dette équivaut à un peu plus de la moitié du capital des compagnies d'électricité (graphique 3.6). Certaines compagnies très endettées, au Japon et en France notamment, ont réduit leur dette en prévision de l'arrivée de la concurrence. Dans d'autres cas, les nouveaux investissements ont été en grande partie financés par l'emprunt, comme aux États-Unis, par exemple.

Reste à savoir comment les réformes des marchés et le développement de marchés concurrentiels influenceront sur le ratio d'endettement des compagnies d'électricité de la zone OCDE et, en particulier, si la part des fonds propres atteindra les niveaux élevés caractéristiques de l'industrie pétrolière. Les entreprises d'électricité resteront très probablement assez endettées, c'est-à-dire conserveront de forts ratios « endettement/fonds propres ». Le rôle croissant des fonds d'infrastructure et d'autres investisseurs financiers pourrait même faire grimper ces ratios encore plus haut. La concurrence se développant, la rentabilité des investissements pourrait baisser, incitant les

Graphique 3.6. **Structure du capital des compagnies d'électricité par région, 1992-2001**

Note : Le ratio dettes/fonds propres est l'endettement exprimé en proportion de la somme des capitaux empruntés et des capitaux propres des actionnaires. La maturité de la dette correspond à la dette à court terme donnée en pourcentage de la dette totale.

Source : AIE (2003).

entreprises à emprunter davantage, notamment les entreprises les plus endettées et les producteurs d'électricité.

Le financement de nouveaux projets indépendants ou des centrales « grossistes » a considérablement évolué ces dernières années. Il est devenu extrêmement difficile de financer par l'endettement les centrales « grossistes », en raison notamment des pertes financières subies par les compagnies en Europe, aux États-Unis et dans d'autres régions à la fin des années 90 et au début de la décennie actuelle. Une combinaison d'autres événements, notamment l'effondrement d'Enron, le désengagement des entreprises américaines des marchés étrangers (en particulier au Royaume-Uni) et la crise de l'électricité en Californie n'ont fait qu'accroître la réticence des banques et d'autres bailleurs de fonds. La notation de la plupart des producteurs d'électricité a chuté ces dernières années : une notation dans la catégorie « investissement » est désormais très difficile à obtenir pour de nouveaux projets. Les investisseurs recherchent des règles de marché stables et des engagements contractuels à plus long terme avant d'engager leurs capitaux. L'absence de marchés à terme liquides et de contrats de fourniture d'une durée supérieure à quelques années, comme en Grande-Bretagne, accentue le risque d'investir dans une centrale « grossiste ». Des occasions intéressantes d'investir dans la production d'énergie se présenteront assurément, mais il faudra, pour que le climat financier s'améliore, des changements dans la gouvernance des entreprises, de meilleures stratégies de gestion des risques et plus de transparence dans les pratiques comptables.

Le transport et la distribution resteront des activités relativement peu risquées, avec une rentabilité des investissements qui restera dans une large mesure « protégée » par les autorités de régulation. Le coût du capital dépendra en partie de la manière dont le cadre réglementaire évoluera et, dans le cas des entreprises publiques, de la capacité et de la volonté des pouvoirs publics de financer eux-mêmes leur investissement. Les fonds de pension et les compagnies d'assurance-vie resteront des investisseurs naturels dans ce domaine d'activité, les licences et les franchises de longue durée permettant de financer les charges de long terme de manière prévisible. Cela est vrai en particulier de la régulation par le taux de rendement, car le risque est alors presque entièrement transféré au consommateur et le risque d'action minimal. Avec la régulation incitative, le risque pour les fonds propres est plus grand, ce qui rend les investissements dans le réseau moins intéressants pour les investisseurs institutionnels à long terme.

Dans les pays non membres de l'OCDE, la poursuite de la privatisation et de l'ouverture des monopoles d'État aux capitaux privés sont très hypothétiques. La plupart des pays ayant tenté de privatiser leurs entreprises d'électricité ces toutes dernières années ont connu de graves retards, à cause de la résistance du grand public surtout. Dans plusieurs cas, la privatisation a été suspendue par manque d'acheteurs crédibles. Parallèlement, la mauvaise conjoncture locale et les déceptions infligées par les investissements passés ont fait plonger l'investissement dans des projets indépendants (voir Morgan, 2006). Pourtant, les contraintes budgétaires qui incitent les pouvoirs publics à solliciter un engagement accru du secteur privé dans l'industrie électrique ne vont pas disparaître. Dans les pays en développement, l'investissement dans les infrastructures électriques relève traditionnellement de la responsabilité des pouvoirs publics. Les compagnies d'électricité publiques de plusieurs grands pays en développement ne sont pas rentables – souvent parce que les tarifs de l'électricité sont trop bas pour des raisons sociales – et elles sont donc dans l'impossibilité de financer de nouveaux projets elles-mêmes. Les pouvoirs publics devront trouver un équilibre acceptable entre capitaux privés et capitaux publics qui assure le financement nécessaire au développement des infrastructures électriques et à la sécurité de l'approvisionnement énergétique (voir section 5.4).

Les difficultés politiques et pratiques que présente la privatisation et des résultats souvent décevants conduisent de nombreux pays non membres de l'OCDE à réévaluer de manière fondamentale leurs politiques. La Banque mondiale et d'autres organismes multilatéraux de financement réexaminent également les leurs devant l'incapacité de la privatisation et des mesures de réforme des marchés de produire les investissements nécessaires, mais aussi la nette réduction des flux de capitaux privés dans de nombreux pays en développement. Ces organismes restent néanmoins toujours attachés aux

mêmes principes de restructuration du secteur électrique et notamment à la privatisation lorsque c'est possible. Aussi est-il improbable que les politiques futures reposent uniquement sur l'approche standard adoptée dans le monde industrialisé, à savoir la vente d'actifs aux investisseurs privés, la séparation et une régulation indépendante. La stratégie consistera plutôt à rechercher des moyens d'obtenir des financements internationaux, par le biais d'obligations ou de prêts, tout en conservant au secteur public un rôle central lorsque la privatisation directe pose problème.

Les organismes multilatéraux de financement devraient vraisemblablement rester l'une des principales sources de capitaux qui font si cruellement défaut à de nombreux pays non membres de l'OCDE, tant qu'il y aura peu d'investisseurs internationaux opérant dans les pays en développement et que les finances publiques à l'échelle nationale et régionale seront modestes. La capacité d'emprunter des compagnies d'électricité y est bien moindre que dans les pays de l'OCDE, comme l'indiquent les faibles ratios dettes/fonds propres et le large recours à l'endettement à court terme. Certains éléments indiquent que les investisseurs nationaux et régionaux commencent à jouer un rôle dans ce secteur, en particulier en Asie (Estache et Goicoechea, 2004). Pour maintenir la dynamique de croissance de ces investissements, il faudra cependant des politiques susceptibles d'améliorer le climat financier. Aujourd'hui, la participation du secteur privé dans l'industrie électrique reste assez minime dans les pays en développement, particulièrement dans la distribution et le transport. Le Moyen-Orient et l'Asie du Sud ont moins bien que les autres régions réussi à attirer les capitaux privés ou ont montré moins d'intérêt pour les capitaux privés.

Souvent, il restera difficile de trouver les financements nécessaires, en particulier en Afrique, dans les économies en transition et en Asie du Sud, dont les marchés financiers sont peu développés et où le risque élevé renchérit le coût du capital. L'investissement privé devrait jouer un rôle croissant à moyen terme, mais le succès des efforts pour attirer les capitaux privés dépendra surtout de l'environnement économique, politique, réglementaire et juridique de chaque pays.

5. Enjeux stratégiques et réglementaires

5.1. Rôle des pouvoirs publics

Les pouvoirs publics ont un rôle déterminant à jouer dans la fourniture des services électriques, indépendamment du modèle économique adopté. Il leur revient de veiller à ce que l'électricité soit produite et acheminée de manière efficace et rentable et que les défaillances du marché – comme l'incapacité du marché de déterminer une valeur correcte pour des biens publics – soient résolues. De même, ils doivent faire en sorte que le développement du secteur

électrique permette d'atteindre tous les objectifs sociaux, économiques et environnementaux. Ils interviennent par les mécanismes réglementaires et législatifs et peuvent aussi participer directement à la gestion de l'industrie lorsque cette dernière est publique.

Sur un marché libéralisé, le rôle des pouvoirs publics change du tout au tout. Les objectifs stratégiques, y compris la structure du secteur et la conception du marché, doivent être inscrits dans la législation, elle-même appliquée à travers une réglementation. Dans la pratique, on rencontrera aussi bien une législation relativement simple, comme en Nouvelle-Zélande, qu'un cadre législatif approfondi, comme au Royaume-Uni. Les rôles des divers acteurs et l'approche de la libéralisation diffèrent aussi considérablement d'un pays à l'autre et reflètent, entre autres, la diversité des traditions juridiques et politiques, des structures du secteur et des stades du processus de réforme. Des disparités existent en particulier dans la répartition des pouvoirs juridictionnels entre le gouvernement, les tribunaux, les autorités de la concurrence, les autorités nationales chargées de la réglementation et, dans les États fédérés, les organismes de réglementation des différents États. L'expérience acquise à ce jour concernant les marchés libéralisés laisse penser qu'une réglementation relativement détaillée est nécessaire pour empêcher les pratiques commerciales abusives et lever l'incertitude réglementaire.

Le plus souvent, on confie à un organisme de régulation indépendant la responsabilité de faire appliquer les obligations et dispositions réglementaires, et notamment d'accorder les autorisations et de veiller à leur respect, de fixer les tarifs des services de réseau (et de la fourniture aux clients captifs) et de surveillance du comportement des acteurs sur le marché. Toutefois, leurs compétences sectorielles, leurs responsabilités, leurs pouvoirs et leur indépendance par rapport aux gouvernements varient dans de fortes proportions d'un pays à l'autre. Les gestionnaires du réseau de transport et les autres acteurs du marché peuvent également participer activement à l'établissement et l'adaptation des règles du marché. Pour que la régulation soit efficace, il faut disposer d'informations précises sur les coûts, la qualité du service et les performances comparées des entreprises réseau, mais aussi de personnel qualifié capable de réglementer efficacement les tarifs appliqués par les compagnies de distribution et de transport ainsi que les modalités de l'accès des grossistes et détaillants aux réseaux. Des institutions réglementaires disposant de moyens suffisants sont une condition essentielle au succès de la réforme des marchés de l'électricité. Des organismes réglementaires insignifiants ont compromis l'efficacité des réformes dans de nombreux pays, notamment les pays en développement.

Il n'y a pas d'approche idéale de la réglementation. Les structures et les procédures réglementaires doivent être adaptées à la situation nationale particulière. De par sa nature même, la libéralisation se traduit par des

marchés en perpétuelle transformation. L'expérience réelle de marchés concurrentiels opérationnels incite à modifier les mécanismes d'échange et à poursuivre la réforme du cadre réglementaire, afin d'améliorer le fonctionnement du marché – en particulier en cas de manipulation du marché et de manque de transparence. Les changements du système électrique physique entraînés par l'extension du réseau et l'interconnexion accrue de réseaux auparavant indépendants ou les développements technologiques peuvent eux aussi exiger une évolution de la réglementation.

Les dispositifs et les structures réglementaires doivent donc être souples pour pouvoir s'adapter à un paysage concurrentiel en mutation. La nécessité d'un système réglementaire réactif peut être incompatible avec les avantages de règles stables et prévisibles pour les investisseurs. En réduisant le plus possible l'incertitude réglementaire, on favorise des investissements suffisants en temps opportun. Une part d'incertitude est toutefois inévitable, car le cadre réglementaire doit s'adapter aux nouvelles conditions et traiter les problèmes au fur et à mesure qu'ils apparaissent. Il n'en reste pas moins que les responsables politiques et les autorités de régulation peuvent prendre des mesures pour lever le plus possible l'incertitude, et à cette fin améliorer l'accès à l'information sur le marché, s'abstenir d'interférer ponctuellement avec le fonctionnement des marchés (plafonnement des prix, par exemple) et établir des procédures transparentes pour la délivrance des autorisations. Les mécanismes de tarification de l'utilisation du réseau doivent eux aussi être clairs, transparents et prévisibles. Une interaction étroite entre les gestionnaires du réseau et les opérateurs sur le marché, les producteurs et les fournisseurs peut contribuer à réduire l'incertitude et l'imprévisibilité.

Prendre en compte les effets environnementaux

Sur les marchés concurrentiels, les effets environnementaux de la production d'électricité ne sont pas automatiquement pris en compte par le biais d'incitations financières. La pollution et le réchauffement de la planète que provoquent les concentrations croissantes de gaz à effet de serre dans l'atmosphère sont d'excellents exemples de défaillances du marché : ce dernier est dans l'incapacité d'estimer de valoriser ou de pénaliser le coût des émissions des producteurs d'électricité ou d'autres consommateurs de combustibles fossiles. La qualité de l'air et du climat sont, dans le jargon des économistes, des biens publics, dont chacun tire avantage. Les atteintes à l'environnement sont désignées sous le nom de coûts externes ou d'externalités. Aussi, les gouvernements ont-ils la responsabilité de remédier à ces défaillances, de dissuader d'entreprendre des activités qui émettent des gaz nocifs ou à effet de serre et de s'assurer que chaque pollueur paye pour les dommages qu'il cause aux biens publics. Attribuer une valeur à la pollution causée ou émise est en fait un moyen d'internaliser ces externalités

environnementales. Les politiques inspirées par le souci de l'environnement et des changements climatiques ont déjà et continueront d'avoir d'importantes répercussions sur le fonctionnement des marchés de l'électricité concurrentiels.

La question des nuisances environnementales dans l'industrie électrique est éminemment complexe. Certaines politiques environnementales peuvent se traduire par des distorsions et des inefficiences sur le marché, en particulier lorsque des échanges internationaux sont possibles. Les subventions accordées à des technologies particulières ou des obstacles non transparents au développement d'autres technologies peuvent, à long terme, conduire à un bouquet énergétique ou à un choix de technologie qui ne soit pas optimal, étant donné que l'évolution technologique est imprévisible et l'information imparfaite. La difficulté consiste à mettre en place un cadre juridique et des conditions de marché qui permettent d'atteindre les objectifs environnementaux de manière souple et à moindre coût. L'une des méthodes consiste à plafonner et échanger les droits d'émission. Les États-Unis ont été l'un des premiers pays à introduire un système de ce type pour les droits d'émission de dioxyde de soufre des centrales et grandes installations industrielles, en applications des Clean Air Act Amendments de 1990. En janvier 2005, l'Union européenne a lancé un système d'échanges de quotas d'émission pour le dioxyde de carbone – celui-ci s'avère être le plus grand dispositif au monde d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre faisant intervenir plusieurs pays et plusieurs secteurs.

5.2. Favoriser une concurrence efficace à la production et la fourniture d'électricité

L'intensité de la concurrence dans la fourniture de gros et de détail est l'une des mesures essentielles du succès de la réforme du marché. La principale difficulté pour les décideurs et les autorités de régulation consiste par conséquent à mettre en place un cadre autorisant une véritable contestabilité du marché et, si nécessaire, des mesures de nature à susciter une concurrence efficace. L'intérêt de la concurrence tient aux incitations à plus d'efficacité et d'innovation qu'elle suppose, incitations qui sont données par les signaux de prix qui indiquent le coût et la valeur véritables de la production, du transport et de la consommation d'électricité. Le nombre d'acteurs présents sur le marché et leur type, ainsi que la manière dont les marchés de gros sont conçus et réglementés revêtent une importance cruciale. Une concentration importante et des occasions pour les producteurs en position dominante de retirer des profits monopole continuent de constituer de graves problèmes sur certains marchés, en particulier si le passage à la concurrence vient juste de commencer.

Pour que la concurrence prospère, il faut une multitude d'acheteurs et de vendeurs sur les marchés de gros et de détail sur toute la longueur de la courbe de charge⁸. Si un seul producteur domine un segment particulier de la charge, la semi-base par exemple, il sera en position de pousser les prix de gros à la hausse sur cette partie de la courbe de charge, jusqu'à atteindre le prix demandé par le producteur qui pratique le prix juste au dessus de lui et ainsi de faire des bénéfices anormalement élevés. Le marché de gros doit en outre toujours s'assurer que les prix sont bien déterminés par les coûts effectifs de production marginaux de court terme et que les centrales sont toujours appelées par ordre de coûts croissants. Pour parvenir à une tarification efficiente, on a également besoin de marchés de gros à terme bilatéraux qui soient liquides où se négocient des contrats physiques et financiers de fourniture d'électricité.

Les pouvoirs publics et les autorités de régulation peuvent essayer d'intensifier la concurrence *ex ante* de diverses manières, notamment par une restructuration obligatoire ou négociée et des cessions d'actifs – soit avant, soit après l'ouverture du marché. En Grande-Bretagne, par exemple, les deux plus gros producteurs issus de l'ancien monopole en 1989 ont ensuite dû consentir aux autorités de régulation de céder une partie de leurs actifs, afin de réduire leurs parts de marché et de renforcer la concurrence sur le pool pour acquérir des parts dans des compagnies de distribution. Une autre solution, moins bonne, pour réduire le pouvoir de marché des entreprises en position dominante consiste à plafonner les prix qu'elles peuvent pratiquer dans le cadre de contrats à terme réglementés. Mais cette méthode a peu de chances de donner des résultats optimaux et peut même neutraliser les incitations à construire de nouvelles installations. C'est l'une des principales causes de la pénurie de capacité qui a contribué à la crise de l'électricité en Californie en 2001.

Une *solution de rechange* à la cession d'actifs physiques consiste à exiger des producteurs dominants qu'ils vendent des droits sur leur capacité de production à d'autres producteurs ou à des nouveaux entrants sur le marché, dans le cadre de contrats de longue durée. En Europe, où la France, la Belgique, les Pays-Bas et le Danemark ont adopté cette méthode, ces contrats portent le nom de « produits sur centrales virtuelles (*Virtual Plant Products*, VPP) ». Des droits similaires sont également négociés sur les marchés financiers sous la forme de contrats d'option. L'acheteur de VPP, généralement lors d'enchères, acquiert ainsi le droit d'appeler de l'électricité d'une centrale ou d'un groupe de centrales à un prix prédéterminé. Le résultat des enchères correspond à la prime d'option (le prix que l'acheteur du contrat d'options paye pour le droit d'acheter ou de vendre ultérieurement de l'électricité à un prix spécifié) et le prix fixé pour l'électricité correspond au prix d'exercice des options. En Europe, les enchères de VPP ont toutes été utilisées dans le cadre d'un accord

lié à une fusion ou à une acquisition. L'expérience montre que cette méthode a contribué à réduire le pouvoir de marché des gros producteurs et qu'elle stimule la concurrence.

L'application *ex ante* de règles de concurrence en relation avec des fusions et des acquisitions offre aux autorités de régulation et de la concurrence une nouvelle occasion de renforcer la compétitivité de la fourniture d'électricité. Les autorités peuvent subordonner l'autorisation d'une fusion à la cession d'actifs par les compagnies concernées, de façon à réduire la concentration sur les marchés de gros ou de détail. Cette démarche a été utilisée en diverses occasions par la Commission européenne (CE) et certaines autorités nationales. Ainsi, la Commission européenne et, en Allemagne, le Bundeskartellamt (l'Office fédéral des ententes) ont imposé des conditions de ce type lorsqu'ils ont approuvé les fusions qui ont conduit à la création des deux compagnies d'électricité allemandes E.ON et RWE.

La régulation *ex post* de la concurrence contribue pour beaucoup à dissuader et éviter des pratiques et comportements anticoncurrentiels. Dans tous les pays ou presque, il est illégal d'exercer ou d'abuser d'un pouvoir de marché. Dans la pratique toutefois, il est souvent difficile d'en apporter la preuve, notamment à cause de la complexité du marché et des difficultés à mesurer ce qu'est un bénéfice normal. La volonté des autorités de la concurrence et de régulation d'instruire des allégations d'abus de pouvoir de marché risque d'être moins déterminée si la compagnie d'électricité en place est considérée comme un « champion national » ou s'il s'agit d'une entreprise publique. La surveillance du marché est un outil important pour détecter les abus de position dominante. Les PJM aux États-Unis et Nord Pool en Scandinavie disposent tous deux d'instances indépendantes de surveillance du marché, qui ont pour mission d'observer et d'analyser les échanges, afin de détecter toute infraction aux règles laissant soupçonner une manipulation du marché. Dans les pays nordiques, les gestionnaires des réseaux de transport et les autorités de régulation coopèrent afin de modéliser en continu les pouvoirs de marché.

À long terme, les nouveaux entrants dans le secteur de la production sont indispensables à la création *d'un marché de gros réellement concurrentiel*. Les producteurs dominants en place ont intérêt à ne pas mettre sur le marché toute leur puissance installée et à différer leurs investissements dans de nouvelles installations pour faire grimper les prix. Faciliter l'accès aux nouveaux entrants peut être un moyen particulièrement efficace de stimuler la concurrence dans les pays où la demande d'électricité augmente rapidement. Les autorités de régulation doivent à cet effet introduire des procédures simples, claires, rapides et transparentes pour autoriser la construction de nouvelles centrales. Un autre moyen de parvenir au même résultat consiste à étendre les marchés à plusieurs pays et régions, et à importer ainsi la concurrence. Cela peut s'avérer particulièrement efficace

pour les petits marchés où les économies d'échelle réalisées lors de la production d'électricité ne permettent pas d'avoir un trop grand nombre d'acteurs. C'est la démarche qu'a suivie, aux États-Unis, la *Federal Energy Regulation Commission*, FERC, lorsqu'elle a créé des organisations régionales de transport (*Regional Transport Organisations*) à travers tout le pays. En Australie, l'intégration du marché destinée à renforcer la concurrence s'est avérée capitale pour le développement du marché national de l'électricité de ce pays. La Commission européenne considère également l'intégration des marchés au moyen des interconnexions internationales comme la principale voie vers un marché unique de l'électricité concurrentiel.

La conception des contrats et systèmes d'échanges sur le marché de gros est essentielle au développement d'une véritable concurrence. Il n'existe pas de consensus entre opérateurs sur le marché et experts quant à la forme la plus appropriée de marché de gros. L'une des questions de fond consiste à savoir si le marché doit s'articuler sur un pool volontaire ou obligatoire où se négocie la fourniture en temps réel ou la veille pour le lendemain, ou bien sur des contrats bilatéraux. Les pools, où la participation est obligatoire et qui appliquent un prix unique, favorisent la transparence et la liquidité, mais ils sont sujets à la manipulation, lorsque le nombre de producteurs est peu élevé. Parmi les autres questions à régler figurent les effets de la tarification localement différenciée de l'électricité et des services auxiliaires sur la concurrence, l'efficacité de la tarification et l'attribution des capacités de transport limitées (voir plus loin). Les avantages théoriques doivent être mis en balance avec les coûts et difficultés d'application des contrats d'échange dans la pratique. Comme les caractéristiques physiques des systèmes électriques nationaux ou régionaux diffèrent, il n'existe pas de modèle normatif unique applicable à tous les marchés. Néanmoins, les expériences de la conception de marchés de la Grande-Bretagne, de l'Amérique du Nord, du marché nordique, de l'Australie et du Chili, entre autres, donnent à penser que certains éléments, lorsqu'ils sont applicables, peuvent contribuer au bon fonctionnement des marchés de gros :

- Marchés spot à participation volontaire de l'ajustement pour la fourniture d'électricité et la puissance en réserve la veille pour le lendemain ou en temps réel, combinés à des contrats bilatéraux.
- Tarification localement différenciée pour rendre compte du coût marginal de congestion et des pertes de transport en chaque point.
- Intégration des marchés spot de gros et du négoce de la capacité de transport, de façon à s'assurer que des capacités limitées soient payées et attribuées à leur vraie valeur aux différents consommateurs.
- Possibilité d'effacement en fonction des signaux envoyés par les prix spot.

Jusqu'à présent, la contribution potentielle de l'effacement de la demande à la fixation des prix n'a été pleinement exploitée par aucun des marchés libéralisés. En permettant aux consommateurs finals – généralement de gros consommateurs industriels – d'ajuster leur charge en fonction des évolutions à court terme des prix spot, on peut limiter les besoins en puissance de pointe et atténuer la menace de flambée des prix en période de pointe. On restreint ainsi les possibilités d'abus de position dominante pour les producteurs. Ces programmes d'effacement de la demande renforcent en outre la sécurité du système, car la charge est généralement la plus élevée aux nœuds du réseau où la congestion est la plus fréquente et la sécurité du réseau la plus vulnérable. Les États-Unis et la Grande-Bretagne sont les pays qui ont le plus avancé sur la voie de l'intégration de programmes d'effacement sur les marchés de gros et de détail, mais l'on peut encore considérablement étendre leur couverture et améliorer leur efficacité.

La transparence est essentielle au bon fonctionnement de marchés de l'électricité concurrentiels. Toutes les informations permettant aux acteurs du marché et aux autorités de régulation et de la concurrence d'analyser et de comprendre les conditions sur le marché doivent être aisément accessibles. Généralement, les acteurs du marché ne réunissent et ne publient des données et statistiques fondamentales sur le marché que s'ils y sont obligés. C'est pourquoi les autorités doivent concevoir un ensemble clair de règles et de dispositions relatives à la divulgation de l'information. Le plus important est de pouvoir accéder aux prix de base du marché. Sur les marchés PJM, britannique, nordique et australien, les prix d'ajustement la veille pour le lendemain et/ou en temps réel sont publiés sur les sites Internet des opérateurs des marchés. Sur les marchés australien et nordique, toutes les informations névralgiques pour le marché spot, notamment les arrêts non programmés, le recouplage au réseau de centrales après interruption ou les modifications du planning des arrêts programmés doivent être immédiatement communiquées.

La concurrence sur les marchés de détail reste dans de nombreux cas limitée aux gros clients industriels et commerciaux – même si toutes les catégories de clients sont éligibles (comme sur les marchés britannique, nordique, PJM et australien). Faire bénéficier de la concurrence les petits consommateurs résidentiels demeure difficile à réaliser. Le principal obstacle tient au coût relativement élevé de la mise en œuvre des programmes permettant de changer de fournisseur sur le marché de détail, surtout parce qu'il faut alors surveiller étroitement la consommation réelle. Cela exige l'installation de compteurs relevables à distance quotidiennement ou d'un système fondé sur des courbes de charge élaborées à partir de relevés mensuels, semestriels ou annuels. Remplacer les compteurs coûte très cher. Dans les deux cas, les coûts d'exploitation sont élevés. Les avancées technologiques et les réductions de

coût pourraient inciter davantage de consommateurs domestiques à changer de fournisseur à long terme.

5.3. Régulation des réseaux

La régulation des réseaux de transport et de distribution est d'une importance capitale pour le fonctionnement et l'efficacité globale de l'ensemble du secteur de l'électricité. Les coûts de réseau atteignent généralement 30 à 40 % du coût moyen de la livraison d'électricité au consommateur final et pas moins de la moitié du coût de la desserte des clients résidentiels. Même sur les marchés libéralisés, les réseaux sont le plus souvent régulés comme des monopoles naturels. Les charges facturées aux tiers pour les services de réseau ou, dans le cas d'une industrie de monopole ayant fait l'objet d'une dissociation comptable, les coûts d'exploitation du réseau répercutés sur les consommateurs finals sont contrôlés par les autorités de régulation pour empêcher le propriétaire du réseau de surfacturer et de jouir de rentes de monopole. La difficulté pour les autorités de régulation consiste à établir des procédures et des règles pour l'attribution des droits à la capacité et de fixer des tarifs qui reflètent les coûts véritables, de façon à favoriser un fonctionnement efficace du réseau ainsi que l'investissement dans de nouveaux équipements lorsque c'est nécessaire. Le manque de transparence dans la gestion des interconnexions encombrées est un obstacle majeur aux échanges et à la concurrence. La façon dont les réseaux sont régulés influe sur le développement de la concurrence sur les marchés de gros et de détail libéralisés ainsi que sur les échanges interrégionaux et internationaux. Elle se répercute aussi sur l'exploitation des moyens de production et l'investissement dans la construction d'installations supplémentaires.

Jusqu'à présent, la régulation des réseaux reposait sur une *approche en cost-plus* qui consistait à répercuter sur les consommateurs tous les coûts jugés raisonnables et approuvés par les autorités de régulation plus une marge de bénéfice. Cette forme de régulation, encore largement utilisée sur de nombreux marchés libéralisés, garantit au propriétaire de réseau un taux de rendement de son investissement et, par conséquent, la stabilité financière à long terme. Mais elle fournit peu d'incitation à exploiter et investir de manière efficace. Sur certains marchés libéralisés, la réglementation incitative, qui s'appuie le plus souvent sur le plafonnement des prix ou des revenus, a été introduite pour encourager les propriétaires de réseau à améliorer l'efficacité de leurs activités. La Grande-Bretagne a été le premier pays à introduire une méthode qui consiste à autoriser une hausse des tarifs moyens à un taux correspondant à l'indice des prix à la consommation, mais exige en contrepartie des gains de productivité continus correspondant à un pourcentage annuel prédéterminé (X) sur l'ensemble de la période (méthode IPC-X). L'entreprise réglementée qui parvient à abaisser ses coûts de plus de

X % par an peut prétendre à un meilleur rendement du capital investi que celui autorisé en fixant le tarif initial.

Si cette forme de réglementation incitative est parvenue à faire baisser les coûts d'exploitation, elle n'a pas suffisamment incité à l'efficacité pour ce qui concerne la maintenance et l'investissement. On se concentre désormais plus sur la qualité. La Grande-Bretagne, la Norvège et la Suède ont récemment revu leurs réglementations pour y intégrer la qualité et la fiabilité du service, et cela en imposant une perte de revenu aux compagnies d'électricité qui n'atteindraient pas les normes de performance préalablement fixées. Les autorités de régulation espagnoles viennent d'introduire un système dans lequel les entreprises de réseau doivent indemniser les consommateurs d'électricité si la qualité du service laisse à désirer.

L'intégration de la *tarification localement différenciée* est une question de plus en plus importante et un aspect hautement controversé de la réglementation des réseaux. En principe, dans une tarification efficiente du réseau, les tarifs doivent refléter les coûts réels des injections et soutirages d'énergie en certains points, ou nœuds, du réseau. Dans la pratique toutefois, comme les schémas de production et profils de charge fluctuent entraînant des modifications constantes des coûts, il est difficile de maintenir la correspondance avec les tarifs. De plus, sur les réseaux électriques, la résistance provoque des pertes qui viennent alourdir les coûts du transport⁹. Les implications sont importantes pour la tarification de l'électricité même et une répartition des charges économiquement efficiente. À la marge, l'appel de la centrale produisant au plus faible coût marginal peut, en un autre point du réseau, entraîner des pertes supérieures qui font plus que compenser l'avantage concurrentiel de cette installation par rapport à la suivante dans l'ordre de préséance économique. Dans ce cas, il serait plus efficient, pour l'ensemble du système, d'appeler une centrale produisant à un coût plus élevé et donc abandonner l'ordre de préséance économique. Le fait d'appeler la centrale produisant au coût marginal le plus faible peut, par ailleurs, entraîner une congestion en un autre point du réseau et bloquer l'accès à la production relativement bon marché d'autres centrales. Pour une tarification efficiente, toutes ces considérations doivent être prises en compte.

Les *principes de tarification nodale* ont pour objectif de fixer le prix de l'utilisation du réseau en différents nœuds, en tenant compte de la capacité de transport et des pertes. En général, à chaque poste de transformation du réseau de transport correspond un nœud. On établit (à l'aide de modèles) un prix pour les transits et les contraintes entre les nœuds, notamment les transits de bouclage, qui est publié, signalant les congestions et la nécessité d'investir dans des capacités supplémentaires. Dans les contrats d'échanges en vigueur sur le marché PJM, le prix de la congestion sur le réseau de transport est évalué et géré parallèlement au règlement des enchères et des offres d'électricité. Le prix de la

capacité de transport est donc implicitement pris en compte dans les prix spot. Cette méthode a toutefois ses inconvénients : le négoce est segmenté en marchés nodaux distincts – avec pour conséquences une réduction de la liquidité et un risque plus grand qu'un ou plusieurs acteurs n'exerce son pouvoir de marché et une hausse des coûts de transaction. Dans certains cas, des facteurs techniques peuvent empêcher d'appliquer en permanence la tarification nodale¹⁰. Une autre approche, adoptée pour tarifier la capacité d'interconnexion en Europe, consiste à rendre explicites les enchères de capacité de transport. En 1999, les gestionnaires des réseaux de transport allemands et danois ont organisé des enchères de capacité pour l'interconnexion germano-danoise. Depuis, d'autres pays ont institué des enchères concernant d'autres frontières européennes, notamment entre les Pays-Bas et l'Allemagne et entre l'Angleterre et la France. La Commission européenne a décidé que les enchères implicites et explicites étaient conformes à ses directives et au règlement de 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

La *tarification zonale*, variante de la tarification nodale, fixe des prix uniformes d'utilisation de capacité pour les groupes de nœuds qui correspondent aux principaux points de congestion dans le réseau. Le but est de simplifier la tarification, de préserver la liquidité et de faciliter la transparence. Cette méthode est utilisée sur le marché nordique de l'électricité (voir chapitre 1, encadré 1.17) et en Australie. Dans les deux cas, il s'agit de réseaux de géométrie plus radiale et moins maillés, avec peu de transits de bouclage. En Australie, chaque État participant au National Electricity Market ainsi que la puissance hydraulique installée de la région des Snowy Mountains, constitue une zone. Le gestionnaire du réseau calcule les pertes sur chaque zone à partir de facteurs évalués une fois par an en des nœuds spécifiques. Les pertes sont prises en compte dans l'établissement du programme d'appel des centrales.

En Grande-Bretagne, le BETTA a introduit des charges d'ajustement uniformes sur l'intégralité du système britannique lorsque l'Écosse y a été intégrée en 2005. De ce fait, les tarifs localement différenciés n'envoient plus de signal de prix. Un manque de capacité de transport physique entre l'Écosse et le reste du réseau a entraîné une forte hausse des frais de gestion des contraintes, que récupère le gestionnaire du réseau auprès de tous les consommateurs indépendamment de leur situation géographique.

La *régulation des interconnexions régionales ou internationales* peut être traitée différemment de celle des réseaux maillés. Une solution consiste à laisser la concurrence s'exercer avec la production sur un pied d'égalité, sans aucun contrôle des prix. Ces interconnexions « privées » seraient alors uniquement financées par les rentes de congestion. Plusieurs interconnexions de ce type, construites avant la l'ouverture des marchés, opèrent actuellement

en Europe, en Amérique du Nord et en Australie. En théorie, l'utilisation accrue de lignes privées concurrentielles devrait permettre d'employer plus efficacement les signaux de prix pour inciter à exploiter le réseau de transport de manière efficace et favoriser les échanges internationaux. Mais cette approche peut nuire aux économies d'échelle et pousser les coûts à la hausse si plusieurs lignes sont construites par des compagnies concurrentes. Ces lignes privées pourraient également être construites sans tenir compte des impératifs de fiabilité (Joskow et Tirole, 2005). Aussi, est-il peu vraisemblable que les décideurs puissent compter sur ce modèle marchand pour inciter à investir dans les interconnexions. L'objectif est de mettre au point des dispositifs réglementaires offrant aux investisseurs la possibilité de lancer ce type de projets, lorsqu'ils s'avèrent être les solutions les plus efficaces. L'expérience de l'Europe conduit à penser qu'il faut de fortes incitations ou une intervention énergique sous la forme d'investissements bénéficiant d'un soutien public pour stimuler l'investissement dans les interconnexions, les compagnies d'électricité en place ayant naturellement intérêt à limiter les échanges internationaux pour protéger leur position dominante sur leurs marchés nationaux.

Lorsque l'on intègre les questions de localisation dans une tarification efficiente de l'électricité, la *capacité de transport* utilisable pour les échanges est un facteur déterminant. Le plus souvent, les gestionnaires de réseaux la maintiennent en deçà de la capacité thermique de transport de la ligne, et ce pour des raisons de sécurité. La capacité restante peut être utilisée en cas d'urgence. Les méthodes employées pour analyser les besoins de sécurité sur le réseau ont peu évolué depuis la libéralisation. Elles sont souvent extrêmement prudentes au sens où elle ne reposent pas sur la probabilité d'événements critiques et exploitent rarement les informations sur les coûts et les prix révélés par le marché (AIE, 2005c). Il y a encore beaucoup à faire pour harmoniser ce type de pratiques avec les conditions de concurrence sur les marchés et augmenter ainsi le plus possible la capacité de transport disponible. Ce qui, à son tour, permettrait d'intensifier les échanges et d'abaisser les prix.

5.4. Garantir la sécurité de la fourniture

Garantir la sécurité de la fourniture d'électricité consiste à réaliser en temps utile les investissements dans la capacité de production et les réseaux (et dans les infrastructures pour acheminer le combustible dont ont besoin les centrales), ainsi que dans des systèmes capables d'assurer un fonctionnement ininterrompu et fiable des réseaux de transport et de distribution. La menace pour la sécurité de la fourniture pourraient s'accroître fortement dans de nombreuses parties du monde avec les hausses exceptionnellement rapides de la demande que l'on connaît aujourd'hui, qui pourraient réduire

considérablement les réserves de puissance et multiplier les congestions sur les réseaux de transport. Le sous-investissement dans les réseaux de transport et de distribution risque de compromettre la fiabilité de l'ensemble du réseau électrique. Les changements climatiques pourraient par ailleurs augmenter la fréquence des catastrophes naturelles comme les cyclones, tempêtes et inondations. Les réseaux de transport et de distribution seraient les plus menacés par ce type d'événements. Les bouleversements des régimes climatiques nuiraient ainsi à la fiabilité de la fourniture d'électricité à moins que l'on ne rende les infrastructures électriques physiquement plus robustes ou que l'on multiplie les installations de secours pour les cas d'urgence. Des facteurs géopolitiques peuvent aussi perturber l'approvisionnement en gaz naturel, en pétrole et autres combustibles nécessaires à la production d'électricité, avec, par ricochet, des répercussions sur la sécurité de la fourniture d'électricité. Au vu des risques accrus de perturbations dans l'approvisionnement en combustibles, il est d'autant plus nécessaire de disposer de réserves de puissance, de pouvoir permuter entre combustibles ou ajuster en souplesse la demande à l'offre.

À tout moment, la capacité des moyens de production et du réseau de satisfaire l'intégralité de la demande à tout moment dépend de la réalisation d'investissements en quantité nécessaire et en temps et lieu opportuns. Si la capacité est insuffisante, les gestionnaires de réseaux ne peuvent éviter les baisses de tension ou les pannes. La sécurité du système dépend, dans une certaine mesure, de la capacité disponible sur le réseau et, par conséquent, du volume des investissements. Mais elle est également fonction des outils d'exploitation et des accords de collaboration qui permettent aux gestionnaires du réseau de suivre efficacement et de contrôler avec souplesse les transits en temps réel, mais aussi de répondre aux urgences. Nombre de coupures d'électricité, comme les grandes pannes survenues en Amérique du Nord et en Europe en 2003, ont pour origine une défaillance soudaine du réseau de transport.

Les coûts de coupures de courant ou de la mauvaise qualité du service peuvent être extrêmement élevés. Le coût économique de l'interruption de l'alimentation électrique dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada en août 2003 a été estimé entre 4 et 10 milliards USD aux États-Unis et à près de 1 milliard CAD au Canada (AIE, 2005c). Sur 2003, le coût total de toutes les pannes de courant dans tous les États-Unis a été estimé à 52 milliards USD pour les industries de l'information et de la communication et à 100 milliards USD, soit 1 % du PIB, pour l'économie dans son ensemble (EPRI, 2003a).

Des marchés de l'électricité concurrentiels peuvent, en principe, fournir des incitations à investir de manière opportune et efficiente, à condition que ces marchés soient bien organisés et que le cadre réglementaire soit adapté. On redoute cependant de plus en plus que les investissements dans la production

et le transport sur les marchés libéralisés, notamment en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie, soient insuffisants. Les marges de réserve – autrement dit la différence entre la demande de pointe et la puissance installée – s'amenuise actuellement dans plusieurs pays, en raison d'une baisse des investissements ces dernières années. Dans la plupart des cas, les réformes du marché ont été introduites à une époque de surcapacité, de sorte que la priorité a été donnée initialement à la réduction des coûts d'exploitation. Cette priorité se reporte désormais sur les incitations à investir dans de nouvelles capacités – notamment de pointe – et sur la simplification des procédures réglementaires d'autorisation de nouveaux investissements dans les centrales et les lignes de transport à haute tension.

La capacité des marchés réservés à l'énergie de fournir suffisamment d'incitations paraît de plus en plus douteuse de sorte que l'on se demande aujourd'hui si les prix doivent être relevés par un système de rémunération officielle de l'offre de capacité. La théorie voudrait que les marchés réservés à l'énergie où les prix spot peuvent refléter entièrement les rentes de rareté en période de pointe permettent aux producteurs de récupérer intégralement leur investissement initial parce qu'elles leurs rapportent des revenus suffisants (Roques et al., 2005). Mais, dans la pratique, la perception d'une aggravation du risque d'investissement, qui a relevé les taux de rendement minimum exigés, détourne peut-être les investisseurs des centrales en base et de pointe, à forte intensité capitalistique. Dans les pays pauvres en développement, il sera extrêmement difficile de financer les investissements indispensables dans les infrastructures pour répondre à la demande croissante et garantir la fiabilité du système, étant donné la rareté des fonds publics, l'accès limité aux marchés de capitaux et les difficultés que ces pays éprouvent à attirer les capitaux privés.

Étant donné l'importance économique, sociale et politique de la continuité de la fourniture d'électricité, les décideurs et les autorités de régulation envisagent d'autres dispositifs pour rémunérer la puissance en réserve. Ce sont, d'une part, la rémunération de l'offre de capacité, qui est calculée par une formule donnant le coût de la défaillance et, d'autre part, les obligations de capacité. Le pool d'électricité institué en 1990 en Angleterre et au pays de Galles prévoyait une rémunération fixe de l'offre de capacité fondée sur le coût de la défaillance (augmentant chaque année au rythme de l'inflation). La part du coût de la défaillance effectivement payée aux producteurs à chaque période de référence d'une demi-heure était déterminée en fonction de la probabilité d'une pénurie, calculée en fonction de la puissance disponible et de la charge estimée sur chaque période. Des problèmes de manipulation ont conduit à abandonner progressivement ce système de rémunération lors de l'introduction du NETA (*New Electricity Trading Arrangements*) en 2001. L'Espagne rémunère toujours l'offre de capacité, mais le prix est fixé chaque année pour toutes les heures, indépendamment de l'offre et de la demande

effectives. Les obligations de capacité imposent aux détaillants de conclure des contrats auprès de producteurs pour une puissance correspondant à un pourcentage fixe de la demande plus une marge de réserve. PJM, la Nouvelle-Angleterre et New York ont adopté cette dernière solution, ainsi qu'un mécanisme d'échange de crédits de capacité, où les échanges s'effectuent par un mécanisme de marché concurrentiel.

Dans un projet de directive de la CE concernant la sécurité de la fourniture d'électricité, la Commission européenne a proposé que ses États membres puissent utiliser, pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, soit un marché à prix unique, soit des obligations de capacité. Toutefois, dans l'hypothèse où des pays voisins adopteraient des dispositifs différents, les comportements opportunistes et les différences de tarification que cela entraînerait provoqueraient des distorsions des investissements. C'est d'ores et déjà un problème majeur dans le nord-est des États-Unis, où ont été choisies différentes approches pour rémunérer la capacité.

L'investissement privé dans les réseaux dépend pour beaucoup des incitations données par le régime réglementaire. Bon nombre de pays ont adopté, pour fixer les tarifs d'utilisation du réseau, des approches réglementaires qui comportent de fortes incitations à réduire les coûts d'exploitation. D'où des inquiétudes quant à la fiabilité des réseaux – notamment depuis la série de grandes pannes de 2003 et 2004 qui a touché plusieurs pays de l'OCDE, en Amérique du Nord, en Italie, au sud de la Suède et à l'est du Danemark. Souvent, les coûts liés à la mise en place de systèmes de communication et de surveillance efficaces, à la formation de personnel et à la gestion de la végétation¹¹ sont largement compensés par les avantages économiques de la diminution du nombre de pannes (AIE, 2005c). Plusieurs pays sont en train de revoir la régulation de leurs réseaux pour qu'elle donne des incitations directes à maintenir la fiabilité, notamment par l'investissement. Le taux de rendement réglementé demeure un moyen primordial de garantir des investissements suffisants.

La sécurité de la fourniture repose aussi sur l'obtention d'une autorisation de construire des infrastructures. Des procédures d'autorisation opaques et lourdes – concernant l'utilisation de telle ou telle technologie, la construction d'une centrale sur un site donné ou le tracé des lignes de transport à installer – restent une entrave majeure à l'investissement sur la plupart des marchés (AIE, 2005b). L'attitude si célèbre qui consiste à accepter la construction d'une infrastructure à condition que ce soit loin de chez soi est l'une des principales causes des pénuries de courant en Californie en 2001 et se rencontre encore. Dans certains pays d'Europe, les longs délais d'attente pour obtenir l'autorisation d'installer de nouvelles lignes de transport parce que le public s'y oppose sont l'obstacle le plus sérieux au développement de la capacité de fourniture.

L'intensification des échanges internationaux peut apporter de notables avantages, comme nous l'avons décrit à la section 3.4, à condition que les gestionnaires de réseaux veillent par un pilotage avisé à ne pas nuire à la sécurité du système. Les pannes intervenues récemment en Amérique du Nord et en Europe ont montré l'importance de la coordination et de la coopération entre gestionnaires de réseaux, et notamment le strict respect d'accords bilatéraux. Ces accords sont ensuite devenus juridiquement contraignants aux États-Unis. Un autre enseignement des pannes tient à la nécessité de veiller au respect des normes de fiabilité. Ainsi, le fait d'avoir oublié d'élaguer les arbres à proximité des lignes électriques a joué un rôle important dans la défaillance du réseau de transport en Italie ainsi que dans le nord-est des États-Unis, en 2003. Même si la libéralisation n'influe pas en soi sur ces questions, il est clair qu'elle a profondément changé la manière dont les réseaux de transport sont utilisés et gérés, et que la réglementation du secteur doit s'adapter à ces changements. Les décideurs sont de plus en plus nombreux à penser qu'il faut mieux surveiller l'impact des évolutions du marché et des changements de la structure du secteur sur la sécurité d'approvisionnement énergétique. Les pouvoirs publics peuvent avoir à intervenir sur les marchés de l'électricité en cas de menace de pénurie de capacité ou pour s'assurer que les gestionnaires de réseaux prennent les mesures nécessaires à la fiabilité du système, notamment par la coopération avec les gestionnaires de réseaux des pays voisins (AIE, 2005b). Ainsi, en juillet 2006, le US National Electricity Reliability Council – instance d'autorégulation du secteur aux États-Unis – a assumé ses nouvelles prérogatives en vertu de l'*Energy Policy Act* de 2005, pour élaborer et faire appliquer des normes de fiabilité contraignantes, et notamment infliger des amendes aux entreprises d'électricité qui ne respecteraient pas ces normes.

Notes

1. Si la production, le transport et la distribution sont des activités physiques, la fourniture – vente sur le marché de gros entre les producteurs et les négociants et la vente au consommateur final – relève d'une transaction. Également au rang des activités fonctionnelles figurent l'exploitation du système/le dispatching, qui recouvrent tous les niveaux de la chaîne physique d'approvisionnement, ainsi que la gestion des risques.
2. L'expression « entreprise ou compagnie d'électricité » est utilisée tout au long de ce chapitre pour désigner toute entreprise ou organisation réalisant l'une au moins des quatre principales activités fonctionnelles propres à l'industrie électrique.
3. La fourniture d'un bien ou d'un service quelconque est définie comme un monopole naturel si les économies d'échelles sont telles que le coût de fourniture total est inférieur lorsqu'il n'y a qu'un fournisseur. Le transport et l'acheminement de l'énergie par réseaux – électricité, gaz naturel ou chaleur dans le cas du chauffage urbain – qui exigent des raccordements plus ou moins permanentes aux locaux de l'abonné, sont considérés en général comme des monopoles naturels.

4. Sur un réseau interconnecté, les différences entre les profils de charge font que la charge de pointe globale est inférieure à la somme des charges de pointe sur les sous-réseaux.
5. Les déterminants et les perspectives de la demande d'électricité et des investissements sont décrits en détail par Morgan (2006).
6. Dans l'ensemble, des recherches ont montré que les entreprises privées seraient plus efficaces que les compagnies publiques et que les progrès de leur efficacité seraient plus rapides bien que ce constat puisse dépendre de l'efficacité des marchés que l'on met en place. Voir, par exemple Pollitt (1995 et 1997) et FMI (2004).
7. Les années 90 ont vu nombre de compagnies d'Europe et des États-Unis s'agrandir résolument sur les marchés étrangers de divers continents. Électricité de France (EdF), Endesa et Iberdrola (Espagne), et EdP (Portugal) ont acquis des actifs principalement en Amérique latine. Les autres grandes compagnies européennes, comme E.ON, RWE, Vattenfall et ENEL n'ont pas investi de manière notable hors d'Europe. EdF cherche maintenant à vendre les actifs qu'elle possède hors d'Europe. Un certain nombre de compagnies des États-Unis ont acquis des actifs au Royaume-Uni durant les années 90, mais les ont depuis en grande partie cédés.
8. Diagramme de la charge ou demande d'électricité à chaque heure de la journée, ou autre période de l'année, et où la pointe figure en haut et la base en bas.
9. L'électricité suit le chemin de moindre résistance et ignore les chemins qui auraient été envisagés dans un contrat. Quelle que soit la ligne, la résistance et les pertes augmentent avec la charge. Ces relations n'étant ni linéaires ni constantes, déterminer le coût du transport est extrêmement complexe – en particulier sur des réseaux fortement maillés où les circuits par lesquels peut passer l'électricité sont multiples. En cas de transits de bouclage, il n'est pas possible de définir la capacité de transport disponible à un moment donné sans disposer d'informations détaillées sur l'utilisation du réseau dans son ensemble.
10. Dans le pool PJM par exemple, il est parfois nécessaire d'appeler les groupes de production sans respecter l'ordre de préséance pour des raisons de fiabilité, en général pour remédier à une forte congestion en certains points du réseau. D'où des coûts supplémentaires qui sont alors répercutés uniformément sur tous les consommateurs.
11. Les arbres dont les branches touchent les lignes de transport électriques constituent l'une des principales causes de défaillance des réseaux.

Bibliographie

- Buresch, M. (2003), « The Declining Role of Foreign Private Investment », contribution présentée lors du Forum sur l'énergie organisé par la Banque mondiale, Washington DC, 24-27 février.
- Department of Energy (DOE)/Energy Information Administration (EIA) (2006), *International Energy Outlook*, US DOE, Washington DC.
- Commission européenne (CE) (2003), « Réglementation n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité », *Journal officiel de l'Union européenne*, L 176/1, CCE, Bruxelles.
- CE (2004), *Une politique de concurrence proactive pour une Europe compétitive*, Communication de la Commission, COM(2004)293 final, Bruxelles.

- CE (2005a), *Quatrième rapport d'étalonnage : Rapport annuel sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, CCE, Bruxelles, voir http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/index_en.htm.
- CE (2005b), *Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, CCE, Bruxelles. Voir http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/report_2005/doc/2005_report_en.pdf.
- Electric Power Research Institute (EPRI) (2003), *Electricity Technology Roadmap 2003: Summary and Synthesis – Power Delivery and Markets*, EPRI, Palo Alto, Californie.
- Gestionnaires de réseaux de transport européens (ETSO)/Association of European Power exchanges (EuroPex) (2004), *Flow-based Market Coupling: A Joint ETSO-EuroPEX Proposal for Cross-Border Congestion – Interim Report*, Septembre 2004, Bruxelles, voir www.etso-net.org/upload/documents/ETSO-EuroPEX_Interimreport_Sept-2004-.pdf.
- Hall, D., V. Corral et S. Thomas, (2004), « *Electricity Privatisation and Restructuring in Asia-Pacific* », contribution lors de la réunion Public Services International à Changmai, Thaïlande, décembre 2004, voir www.psir.org/reports/2004-12-E-Asia.doc.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2002), *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*, OCDE, Paris.
- AIE (2003), *World Energy Investment Outlook*, OCDE, Paris.
- AIE (2004), *World Energy Outlook*, OCDE, Paris.
- AIE (2005a), *Electricity Information*, OCDE, Paris.
- AIE (2005b), *Lessons from Liberalised Electricity Markets*, OCDE, Paris.
- AIE (2005c), *Learning from the Blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*, OCDE, Paris.
- AIE (2005d), *World Energy Outlook: Middle East and North Africa Insights*, OCDE, Paris.
- Fonds monétaire international (2004), *Public Investment and Fiscal Policy*, 12 mars, FMI, Washington DC : FMI, voir www.imf.org/external/np/fad/2004/pifp/eng/PIFP.pdf.
- Joskow, P. (2003), « *Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned* », *Cuadernos de Economía*, 40, n° 121 (décembre 2003).
- Joskow, P. et J. Tirole (2005), « *Merchant Transport Investissements* », *Journal of Industrial Economics*, 0022-1821, vol. LIII, juin 2005, voir http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=910.
- Estache A. et A. Goicoechea (2004), *How Widespread were Private Investment and Regulatory Reform in Infrastructure Utilities during the 1990s?*, Banque mondiale, Washington DC.
- Morgan, T. (2006), « *Perspectives d'évolution des investissements mondiaux dans les infrastructures électriques* », in *Les infrastructures à l'horizon 2030 : Télécommunications, transports terrestres, eau et électricité*, OCDE, Paris.
- Pollitt, M.G. (1995), *Ownership and Performance in Electric Utilities*, Oxford University Press/Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- Pollitt, M.G. (1997), « *The Impact of Liberalisation on the Performance of the Electricity Sector: an International Survey* », *Journal of Energy Literature*, vol. 3, n° 2, pp. 3-31.
- PriceWaterhouseCoopers (PwC) (2004), *Power Deals: Mergers and Acquisitions Activity Within the Global Electricity and Gas Market, 2004 Annual Review*, PwC, Londres, voir www.pwc.com/extweb/pwcpublishations.nsf/docid/63a2c46a51cea74285256fa8005b592c.

PriceWaterhouseCoopers (PwC) (2006), *Power Deals: Mergers and Acquisitions Activity Within the Global Electricity and Gas Market*, 2005 Annual Review, PwC, Londres, voir www.pwc.com/extweb/pwcpublications.nsf/docid/8568b30a425291458525712400757e46.

Roques, F., D. Newberry et W. Nuttall (2005), « *Investment Incentives and Electricity Market Design: The British Experience* », *Review of Network Economics*, vol. 4, 2^e édition, juin 2005.

Banque mondiale (2004), *Reforming Infrastructure Privatisation, Regulation, and Competition*, Banque mondiale/Oxford University Press, New York.

Table des matières

Résumé	13
Chapitre 1. Les infrastructures à l'horizon 2030 : principales conclusions et recommandations.	19
<i>par Barrie Stevens et Pierre-Alain Schieb</i>	
1. Introduction et synthèse des principales conclusions et recommandations	20
2. Les recommandations pratiques en bref	28
3. Les recommandations pratiques en détail	30
Notes	112
Bibliographie	113
Annexe 1.A1. Sites Internet à consulter pour complément d'information sur les études de cas	118
Chapitre 2. Synthèse transsectorielle des perspectives à long terme pour les modèles d'entreprise d'infrastructures.	123
<i>par Michel Andrieu</i>	
1. Introduction	124
2. Modèles d'entreprise et développement de l'infrastructure : concepts de base et principales caractéristiques	125
3. Points forts et points faibles des modèles d'entreprise existants .	132
4. Les perspectives futures	171
5. Enseignements à tirer pour la conception future des modèles d'entreprise et des politiques publiques	200
6. Remarques de conclusion	227
Notes	229
Bibliographie	240
Annexe 2.A1. L'impact de la déréglementation sur le secteur de l'électricité	245

Chapitre 3. Évaluation des perspectives à long terme pour les modèles d'entreprise d'infrastructures et de services électriques	249
<i>par Trevor Morgan</i>	
Résumé	250
1. Introduction	253
2. Modèles économiques actuels dans l'industrie électrique	254
3. Principaux moteurs du changement	260
4. Futurs modèles économiques	287
5. Enjeux stratégiques et réglementaires	295
Notes	310
Bibliographie	311
Chapitre 4. Développement futur de l'infrastructure de l'eau et des services connexes : évolutions et enjeux.	315
<i>par Meena Palaniappan, Heather Cooley, Peter H. Gleick et Gary Wolff</i>	
Résumé	316
1. Introduction	320
2. Modèles d'entreprise actuels	324
3. Principaux facteurs d'évolution et opportunités dans le secteur de l'eau	336
4. Influence des facteurs sur les modèles d'entreprise	373
5. Incidences sur l'action des pouvoirs publics	383
6. Conclusion	395
Notes	395
Bibliographie	396
Chapitre 5. Aspects clés et implications politiques de l'évolution à long terme du trafic marchandises et des infrastructures des chemins de fer	401
<i>par Louis S. Thompson</i>	
Résumé	402
1. Introduction	404
2. Organisation des chemins de fer	416
3. Facteurs économiques et sociaux influant sur le trafic marchandises et les infrastructures des chemins de fer	421
4. Changements de politique	458
5. Conclusions	470
Notes	478
Bibliographie	479

Chapitre 6. Financement et exploitation des futurs systèmes de transport public urbain : questions stratégiques	483
<i>par Yves Crozet</i>	
1. Introduction	484
2. Les transports collectifs urbains : des réponses différenciées à quelques questions simples	485
3. Les transports collectifs : quelle contribution à la dynamique urbaine ?	496
4. Organisation et financement des transports collectifs : de nouvelles exigences !	508
5. Les transports collectifs et la mobilité urbaine durable	525
Notes	534
Bibliographie	535
 Chapitre 7. Infrastructures de transport routier : Modèles économiques, tendances et perspectives	537
<i>par Peter Mackie et Nigel Smith</i>	
1. Introduction	538
2. Modèles d'entreprise dans le secteur routier	541
3. Cadre d'action et conséquences pour le développement	550
4. Pérennité des modèles d'entreprise	556
5. Conséquences pour l'action des pouvoirs publics	570
Bibliographie	574
 Groupe de pilotage du projet sur les infrastructures	577
Experts ayant contribué au projet sur les infrastructures	583
 Encadrés	
1.1. Résumé des principales recommandations	28
1.2. L'expérience britannique – la Private Finance Initiative (PFI)	35
1.3. Une formule de financement novatrice des infrastructures – le pont de la Confédération au Canada	38
1.4. Le projet de corridor d'Alameda (États-Unis)	49
1.5. L'intégration de la récupération de la valeur foncière, de l'aménagement et des nouvelles infrastructures – le métro de Copenhague au Danemark	51
1.6. Indicateurs de performances des services des eaux – un exemple	60
1.7. Réglementer la fiabilité : le cas de l'électricité	63
1.8. Exploitation privée des autoroutes, péages fictifs et péages effectifs au Portugal	67
1.9. L'étude Eddington : une approche économique du cadre d'action stratégique à long terme pour les transports au Royaume-Uni ...	70

1.10. Planification stratégique des infrastructures urbaines pour une population en expansion en Inde	74
1.11. La gestion de l'eau en France	77
1.12. Sécuriser les investissements à long terme dans les infrastructures de transport terrestre – le fonds d'infrastructures suisse	81
1.13. Participation du public à la planification des infrastructures en France	86
1.14. La ligne de la Betuwe (Pays-Bas) – déterminer les objectifs publics et commerciaux	89
1.15. HSL-Zuid – traitement rapide des offres pour le train à grande vitesse aux Pays-Bas	93
1.16. Propositions non négociées dans la procédure d'appel d'offres en Espagne	94
1.17. Gestion et tarification de la congestion du réseau sur le marché nordique	96
1.18. Travaux du groupe international chargé d'améliorer la qualité du transport ferroviaire de marchandises dans le corridor A (IQ-C)	98
1.19. Accords internationaux sur l'eau – s'adapter au changement climatique (Mexique)	100
1.20. Les problèmes de déploiement des réseaux 3G en Suède	103
1.21. Le projet de prospective sur les systèmes d'infrastructures intelligents (IIS) au Royaume-Uni	106
2.1. Les transports collectifs et la « ville future » selon Andrew Looney	141
2.2. L'application au Royaume-Uni de la Directive sur les eaux de baignade de la Commission européenne	149
2.3. Le pari de PPP du métro de Londres	154
2.4. La gestion des ressources en eau en Australie	214
3.1. Développement de la concurrence et restructuration du marché de l'électricité britannique	269
3.2. Obstacles au développement de la concurrence sur le marché de l'électricité de l'UE.	271
3.3. Développement du marché de gros à PJM	280
3.4. Concentration du secteur de l'électricité en Europe	291
4.1. Définition du terme « privatisation »	323
4.2. Fonctions assurées par un réseau d'eau	324
4.3. Étude de cas sur les fonds d'État renouvelables pour l'eau potable aux États-Unis	345
4.4. Étude de cas sur une zone humide créée pour traiter le ruissellement urbain	361

4.5. L'eau : un droit fondamental	363
4.6. Principes clés à respecter dans le cadre de la restructuration des services de l'eau et de l'assainissement – tiré de « The New Economy of Water »	384
5.1. Ligne de la Betuwe (Pays-Bas)	429
5.2. Programme CREATE.	432
5.3. Réseau de transport transeuropéen	445
5.4. Restructuration des chemins de fer australiens	471
6.1. Questions stratégiques à l'horizon 2025-30	496
6.2. L'accessibilité : du coût de transport à la densité des « opportunités »	501
6.3. Questions stratégiques à l'horizon 2025-30	507
6.4. Cost Plus ou Price cap ? Quelle rémunération de l'exploitant ? . . .	517
6.5. La gratuité des TCU : une fausse bonne idée !	521
6.6. Quel type de péage urbain privilégier ?	522
6.7. Questions stratégiques à l'horizon 2025-30	524
6.8. Le coût généralisé du transport : les signaux envoyés aux usagers	529
6.9. Questions stratégiques à l'horizon 2025-30	533
7.1. Taxes sur les carburants dans les pays limitrophes	559
7.2. Le réseau autoroutier autrichien et ASFINAG	562
7.3. Elmka : concession hongroise	564
7.4. Projet de péage de la M6 au Royaume-Uni	565
7.5. Financements publics en Espagne, en France et en Italie	565
7.6. « Private Finance Initiative » (PFI) à Portsmouth, Royaume-Uni . . .	568
7.7. Emprunts obligataires privés et State Infrastructure Banks aux États-Unis	569

Tableaux

1.1. Dépenses de santé publique et de soins de longue durée	25
1.2. Les facteurs de succès et de blocage dans le processus décisionnel concernant les infrastructures	95
3.1. Organisation et structure du capital de l'industrie sur les 15 plus grands marchés nationaux de l'électricité au monde	259
3.2. État d'avancement de la réforme des marchés de l'électricité dans les pays de l'UE au mois de janvier 2005	273
3.3. Part des échanges spot et à terme dans la consommation totale d'électricité sur certains marchés, 2004	285
3.4. Dix plus grandes fusions-acquisitions dans le monde en 2005 . . .	289
4.1. Modèles d'entreprise existants et nouveaux dans des pays de l'OCDE	326
4.2. Pourcentage de la population desservie par le secteur privé en 2005	332

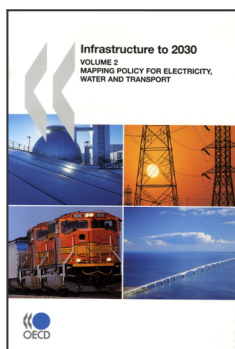
4.3. Pays figurant dans la base de données PPI de la Banque mondiale inclus dans l'étude	333
4.4. Pourcentage de projets et d'investissements dans des projets d'alimentation en eau et d'assainissement, par types d'investissement privé, 1990-2004.	335
4.5. Dépenses prévues au titre des services d'eau et d'assainissement.	338
4.6. Rapport coûts-avantages d'interventions concernant l'eau dans les régions en développement et en Eurasie	344
4.7. Effets du changement climatique liés à l'eau dans quatre pays . .	372
4.8. Contrats attribués dans le monde dans les secteurs de l'eau et de l'assainissement.	377
4.9. Contrats attribués dans le monde dans les secteurs de l'eau et de l'assainissement, par types d'entreprises	379
5.1. Infrastructures ferroviaires mondiales.	405
5.2. Évolution prévisible des besoins mondiaux de transport de marchandises et de voyageurs par chemin de fer.	410
5.3. Structures et régimes de propriété de base	417
5.4. Interactions entre marchés et modèles	419
5.5. Réseaux marchandises concédés en Amérique latine.	421
5.6. Augmentation prévue du PIB mondial par habitant	422
5.7. Augmentation de la population, du PIB et du PIB par habitant . . .	423
5.8. Nombre de tkm par tonne reçue réalisées en plus par les chemins de fer que par la route	428
5.9. 20 plus grands terminaux à conteneurs du monde	434
5.10. Répartition géographique des exportations et importations	435
5.11. Nombre de véhicules/mille (véh/m) parcourus par mille de voie de circulation aux États-Unis	437
5.12. Augmentation du trafic ferroviaire de 2005 à 2035.	442
5.13. Construction d'infrastructures ferroviaires (prévisions)	443
5.14. Projets ferroviaires du programme RTE-T	446
5.15. Charge moyenne, en tonnes, des wagons et des trains (2004)	453
5.16. Évolution de la productivité des chemins de fer de 1980 à 2003 . .	456
5.17. Trafic marchandises des chemins de fer australiens (2003/04) . . .	475
5.18. Structure des chemins de fer australiens à la mi 2006	476
5.19. Opérateurs marchandises australiens	477
6.1. Quatre « modèles » d'organisation des TCU	492
6.2. Concurrence et déréglementation dans les TCU de différents pays d'Europe	515
7.1. Réseau routier et croissance du trafic	538
7.2. Trafic marchandises par mode	539
7.3. Trafic voyageurs national par mode terrestre	539

7.4. Statistiques des infrastructures routières	541
7.5. Tendances futures et modèles.	571

Graphiques

1.1. Besoins d'investissements en matière d'infrastructures.	23
1.2. Part de la formation brute de capital fixe des administrations publiques dans les dépenses totales des administrations publiques, en pourcentage – 1990-2005	24
1.3. Valeur des privatisations d'infrastructures	26
1.4. Variations de la maturité du marché des infrastructures à l'échelle mondiale	34
1.5. Actifs consolidés des fonds de pension et des compagnies d'assurance vie dans certains pays de l'OCDE, 2005	40
1.6. Fonds de pension dans les pays de l'OCDE, 2005	41
2.1. Évaluer les points forts et les points faibles des modèles d'entreprise	133
2.2. Relations entre le coût des dommages aux bâtiments et la vitesse maximale du vent	189
3.1. Activités fonctionnelles du secteur électrique	254
3.2. Besoins cumulés d'investissements dans le secteur de l'électricité par région, 2003-2030	262
3.3. Relations contractuelles et flux physiques sur un marché concurrentiel avec séparation structurelle intégrale et concurrence sur le marché de détail	269
3.4. Coûts de production intermédiaires indicatifs pour les nouvelles centrales	276
3.5. Acquisitions et fusions entre entreprises d'électricité et de gaz en aval dans le monde	288
3.6. Structure du capital des compagnies d'électricité par région, 1992-2001	293
4.1. Nombre de projets d'investissement en partenariat public-privé dans le secteur de l'eau et de l'assainissement, 1990-2004.	334
4.2. Montant total des investissements pour les projets en partenariat public-privé dans le secteur de l'eau et de l'assainissement, 1990-2004	335
4.3. Pourcentage des investissements privés consacré au secteur de l'eau, d'après la base de données PPI de la Banque mondiale.	341
4.4. Subventions allouées aux fonds d'État renouvelables pour l'eau potable aux États-Unis	346
4.5. Évolution de la demande totale d'eau en Californie entre 1960 et 2000	351
5.1. Complexité et intensité d'utilisation du réseau	409
5.2. Trafic intermodal de J.B. Hunt	420

5.3. Rapport entre la part (en %) du trafic total (rail + route) assurée par le rail et la distance moyenne de transport par chemin de fer (1998)	439
5.4. Répartition modale des tonnes/km réalisées aux États-Unis	448
5.5. Longueur, en km, du réseau ferré américain.	449
5.6. Tkm/km des compagnies américaines de 1 ^{re} catégorie	449
5.7. Vitesse moyenne des trains de marchandises américains	450
5.8. Productivité des chemins de fer américains	457
5.9. Recettes par tonne/mille des compagnies américaines de 1 ^{re} catégorie.	457
5.10. Carte de l'Australasian Railway Corporation.	478
6.1. Maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre dans les TCU	489
6.2. Un transfert de compétences à l'initiative privée.	494
6.3. L'initiative privée réduite à la fonction opérationnelle	495
6.4. Vitesses commerciales des TCU et des VP dans 57 villes du monde.	498
6.5. Distance quotidienne moyenne parcourue par personne (en km) et PIB urbain par personne (en milliers de dollars US) en Europe occidentale, Amérique du Nord, Océanie et métropoles asiatiques.	498
6.6. BTT motorisé par personne (en min) et densité d'emplois (en emplois par ha) en Europe occidentale, Amérique du Nord, Océanie et métropoles asiatiques	500
6.7. BTT motorisé par personne (en min) et parts de marché des transports collectifs en Europe occidentale, Amérique du Nord, Océanie et métropoles asiatiques	506
6.8. Part de marchés des TCU et ration R/D	508
6.9. Salaires nets mensuels moyens des salariés à temps complet en 2000 (euros)	511
6.10. Cohérence, pertinence, efficacité et efficience des TCU	514
6.11. Le ratio R/D dans les grandes villes européennes.	519
6.12. Prix moyen d'un voyage en TCU	520
6.13. Taux d'occupation des sièges	533
7.1. Le spectre des financements public-privé	542



Extrait de :

Infrastructure to 2030 (Vol.2)

Mapping Policy for Electricity, Water and Transport

Accéder à cette publication :

<https://doi.org/10.1787/9789264031326-en>

Merci de citer ce chapitre comme suit :

Morgan, Trevor (2008), « Évaluation des perspectives à long terme pour les modèles d'entreprise d'infrastructures et de services électriques », dans OCDE, *Infrastructure to 2030 (Vol.2) : Mapping Policy for Electricity, Water and Transport*, Éditions OCDE, Paris.

DOI: <https://doi.org/10.1787/9789264031340-5-fr>

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les arguments exprimés ici ne reflètent pas nécessairement les vues officielles des pays membres de l'OCDE.

Ce document et toute carte qu'il peut comprendre sont sans préjudice du statut de tout territoire, de la souveraineté s'exerçant sur ce dernier, du tracé des frontières et limites internationales, et du nom de tout territoire, ville ou région.

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à rights@oecd.org. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) info@copyright.com ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) contact@cfcopies.com.