

**EXAMENS DE L'OCDE DE LA RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION**

**LA RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION EN TURQUIE**

**LA RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION DANS LES  
SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ, DU GAZ ET DES  
TRANSPORTS ROUTIERS**



**ORGANISATION DE COOPERATION ET DE DEVELOPPEMENT ECONOMIQUES**

## **ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES**

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

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

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

*Also available in English under the title :*  
REGULATORY REFORM IN ELECTRICITY, GAS AND ROAD FREIGHT TRANSPORT

© OCDE 2002. Tous droits réservés.

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

© OCDE 2002. Tous droits réservés.

## AVANT-PROPOS

La réforme de la réglementation est aujourd'hui au cœur de l'action des pouvoirs publics, dans les pays Membres de l'OCDE et le reste du monde. Son succès repose sur la transparence, la cohérence et l'exhaustivité des régimes réglementaires, dont la portée doit être très large : depuis la création du cadre institutionnel approprié jusqu'à la libéralisation des industries de réseau, en passant par la promotion et l'application de la politique et du droit de la concurrence et l'ouverture des marchés externes et internes aux échanges et à l'investissement.

Ce rapport consacré à la *Réforme de la réglementation dans les secteurs de l'électricité, du gaz et des transports routiers* analyse le cadre institutionnel mis en place et les moyens d'action utilisés en Turquie. On y trouvera aussi les recommandations formulées par l'OCDE pour ce pays à l'issue de l'examen.

Le présent rapport a été rédigé pour l'*Examen de la réforme de la réglementation en Turquie* publié en novembre 2002. Cet *Examen* fait partie d'une série de rapports par pays réalisés dans le cadre du Programme de réforme de la réglementation de l'OCDE, qui fait suite au mandat de 1997 des ministres des pays de l'OCDE.

Depuis lors, l'OCDE a évalué les politiques réglementaires de 16 pays Membres dans le cadre de son Programme de réforme de la réglementation. Le but de ce Programme est d'aider les gouvernements à améliorer la qualité de leur réglementation — c'est-à-dire à réformer leur réglementation de façon à favoriser la concurrence, l'innovation, la croissance économique et la réalisation d'objectifs sociaux importants. Les progrès accomplis par le pays en question sont évalués à la lumière des principes adoptés par les pays Membres dans le *Rapport de l'OCDE sur la réforme de la réglementation* publié en 1997.

Les examens par pays, qui s'inscrivent dans une démarche pluridisciplinaire, mettent l'accent sur la capacité des gouvernements de gérer la réforme de la réglementation, sur la politique de la concurrence et sa mise en œuvre, sur l'ouverture des marchés et sur des secteurs spécifiques, notamment l'électricité et les télécommunications, mais aussi sur le contexte macro-économique national.

Ce rapport a été établi principalement par David Parker de la Division du droit et de la politique de la concurrence de l'OCDE. Il a bénéficié des précieux commentaires de collègues du Secrétariat de l'OCDE ainsi que de consultations approfondies avec un large éventail de fonctionnaires, de parlementaires, de représentants des milieux d'affaires et des syndicats, d'associations de consommateurs et d'universitaires en Turquie. Il a été examiné par les 30 pays Membres de l'OCDE. Il est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

## TABLE DES MATIÈRES

ELECTRICITE .....	7
1. Survol des réformes .....	7
2. Structure du secteur.....	9
2.1. Production.....	10
2.2. Transport.....	11
2.3. Distribution/fourniture .....	12
3. Participation du secteur privé à la production et à la distribution.....	13
3.1. Production.....	13
4. Prix et résultats.....	18
5. Problèmes réglementaires .....	21
5.1. L'autorité et le conseil de régulation du marché de l'énergie .....	24
5.2. Codes de marché et de réseau – gouvernance réglementaire.....	26
5.3. Séparation verticale et horizontale.....	27
5.4. Concurrence structurelle à la production et coûts échoués .....	29
5.5. Pouvoir de marché sur les marchés de l'électricité .....	33
5.6. Privatisation .....	34
5.7. Propriété du réseau de transport, exploitation du système et marchés de l'électricité.....	36
6. Conclusions et recommandations .....	39
6.1. Autorité de régulation du marché de l'énergie et Conseil .....	39
6.2. Structure du marché, concurrence, coûts échoués et privatisation .....	42
6.3. Propriété du réseau de transport, exploitation du système et marchés de l'électricité.....	44
GAZ.....	45
7. Vue d'ensemble de la réforme .....	45
8. Description du secteur.....	45
9. Aspects réglementaires .....	48
10. Conclusions et recommandations.....	54
TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES .....	56
11. Introduction au secteur des transports .....	56
12. Transport routier de marchandises -- généralités .....	58
13. Description du secteur turc du transport routier de marchandises.....	59
14. Institutions et politiques réglementaires.....	60
15. Conclusions et actions envisageables dans le secteur turc du transport routier de marchandises .....	68
BIBLIOGRAPHIE.....	74

## Note de synthèse

### Rapport de référence sur la réforme de la réglementation dans les secteurs de l'électricité, du gaz et des transports routiers

La Turquie sort lentement d'une crise macroéconomique et financière majeure décrite au chapitre 1. Les origines de cette crise et les remèdes trouvés sont d'une grande complexité. Au cours de l'année 2001, le gouvernement a décidé de mettre davantage l'accent sur les problèmes du secteur réel de l'économie, reconnaissant par là que la propension de l'économie turque à subir des crises en série a des causes structurelles profondes et que les réformes structurelles peuvent contribuer à améliorer les performances économiques du pays sur le long terme et à rendre le pays plus résistant aux chocs. Les réformes décrites dans ce chapitre, qui concernent des éléments des secteurs de l'énergie et des transports, sont de nature à renforcer la solidité structurelle de l'économie. La crise a eu une influence déterminante sur la conception de ces politiques, notamment dans le secteur électrique. La réorientation vers le secteur réel augure bien de l'avenir des réformes.

En Turquie, les secteurs de l'électricité et du gaz ont joué un rôle de premier plan dans le développement économique sous l'égide de l'Etat. Aujourd'hui, ces deux secteurs restent dominés par des entreprises publiques. Des réformes du secteur électrique avaient déjà été engagées pour faire participer le privé au secteur électrique, mais elles ont également conforté la position centrale de la principale entreprise publique de production et de transport. En 2001, des mesures décisives ont été prises pour changer d'orientation. Désormais, la concurrence entre agents privés sur le marché doit jouer un rôle central dans les secteurs du gaz et de l'électricité, et le rôle de l'Etat doit se limiter à la réglementation (confiée à une nouvelle autorité indépendante de régulation du marché de l'énergie) et à la détention des principales infrastructures de réseau. Par conséquent, après avoir tenté d'introduire des capitaux privés dans le secteur électrique aux termes de contrats BOT et TOOR, d'une efficacité insuffisante, une privatisation réelle est à l'ordre du jour pour la première fois. Ces réformes doivent être également envisagées dans la perspective à long terme de l'adhésion à l'Union européenne, avec son corollaire l'adoption d'une législation proche de l'acquis communautaire, qui exige l'ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz. La nécessité de mettre en œuvre ces réformes a été soulignée par les institutions financières internationales qui ont soutenu la Turquie au cours de la crise actuelle en prorogant l'accord de confirmation de 1999 et en concluant un nouvel accord de confirmation en 2002.

La réforme du secteur électrique part d'une situation que l'on peut au mieux décrire comme difficile. Les entreprises publiques actuelles sont, dans ce secteur, financièrement très faibles et, avec la crise économique actuelle, ont dû de nouveau faire directement appel aux aides de l'Etat. Sans la réforme, ce secteur courait à la faillite. Ce problème a plusieurs causes. Au niveau de la distribution, une déficience fondamentale du système de gestion a conduit à une généralisation du vol d'électricité et des impayés. Au niveau de la production et du transport, les investissements n'ont pas été à la hauteur de la forte croissance de la demande et, dans la mesure où le secteur privé a investi dans la production, cette situation a contraint les entreprises publiques à acheter de l'électricité chère. Enfin, une réforme nécessairement radicale a dû être entreprise, mais la sortie de l'ancien système s'est faite très difficilement, en perdant une bonne partie des premiers investissements privés consentis sous le régime réglementaire précédent. La difficulté aujourd'hui tient au fait que, jusqu'à une période récente, l'offre parvenait tout juste à satisfaire la demande et que l'on a appris de l'expérience d'autres pays que la réforme de l'électricité comporte des risques lorsque les marchés sont tendus. La baisse de la demande consécutive à la crise économique et la mise en service des centrales en construction laissent un répit de 4 à 5 ans, mais il est vraisemblable que la Turquie aura besoin d'une nouvelle capacité de production importante au-delà de 2006 si ce pays doit renouer avec une forte croissance dans un avenir proche. Ce sera un nouveau défi, mais la Turquie n'a pas le choix. Cette situation initiale met en évidence la nécessité d'une mise en œuvre rapide et efficace des réformes prévues qui, en fin de compte, constituent le seul espoir de restaurer durablement la situation financière de l'industrie. La Turquie a pris un bon départ au sens où le cadre mis en place par la nouvelle loi sur le marché de l'électricité est solide, où a été instituée une autorité de régulation et où l'on a entrepris de régler les détails stratégiques et juridiques nécessaires au démarrage du nouveau marché au mois de septembre 2002. Avant que ne s'instaure un marché plus concurrentiel, les autorités envisagent une période transitoire d'environ 5 ans consacrée à la résolution de tous les problèmes inhérents au système actuel, ce qui paraît une estimation raisonnable. Mais cela représente un défi : les autorités doivent sans tarder appliquer la réforme pour que le secteur privé puisse jouer pleinement son rôle dans le secteur d'ici là.

La réforme du secteur gazier est moins compliquée et, en Turquie, moins avancée que celle du secteur électrique. Pourtant, la Turquie a progressé sur la voie de la réforme en adoptant la nouvelle loi sur le marché du gaz. Cette loi prévoit la restructuration de l'entreprise publique en entreprises fonctionnelles séparées (transport, distribution, négoce et stockage) selon des principes bien connus. La Turquie propose d'aller plus loin que bien d'autres pays dans la mesure où elle exige de l'entreprise publique dominante actuelle de céder une bonne partie de ses contrats de fourniture de gaz d'ici 2009. Il s'agit là d'une période de transition relativement longue, mais cette politique est extrêmement favorable à la concurrence par rapport aux réformes entreprises dans bien d'autres pays. En effet, ces pays se sont souvent contentés de permettre à la concurrence de s'instaurer sans l'encourager véritablement par le démantèlement des monopoles de fourniture existant de fait. La Turquie doit être félicitée d'avoir pris cette décision, mais il lui reste de formidables défis à relever pour la mettre en œuvre. Elle bénéficie également d'une situation géographique privilégiée qui, pour ce qui est du gaz, lui permet d'avoir accès à des sources d'approvisionnement concurrentielles en amont, ce qui aura des effets positifs sur la concurrence dans le pays.

Le transport routier de marchandises revêt plus d'importance pour la Turquie que pour d'autres pays, car les autres modes de transport, tels que les chemins de fer, y sont relativement peu développés. Cette situation présente certains avantages si l'on considère les mauvaises performances du fret ferroviaire dans la plupart des autres pays. Par contre, l'infrastructure routière est davantage sollicitée et exposée à des congestions. Il faudrait donc consentir d'importants investissements pour développer le réseau routier, ce qui paraît difficile étant donné la situation actuelle des finances publiques. Le secteur du transport routier de marchandises se différencie nettement des autres industries de réseau au sens où il comporte naturellement une multiplicité d'entreprises concurrentes. La Turquie ne fait pas exception à cette règle. En revanche, dans ce pays, les conditions qui existent sur le segment international du marché sont très différentes de celles que l'on rencontre sur le segment national. Le segment international est déjà largement soumis à une réglementation en harmonie avec celle de l'Union européenne, il utilise une flotte moderne et peut rivaliser sur le marché du transport international. Le segment national ne possède ni règles d'accès au marché ni normes sociales compatibles avec celles de l'Union européenne. Pour se conformer aux exigences de l'Union européenne, il faudrait abolir les différences de régulation entre le fret international et national. C'est ce que la nouvelle loi sur le transport par route se propose de faire. Cette politique suppose un ajustement structurel très important d'un secteur national atomisé. Le gouvernement envisage une réforme structurelle qui offrirait aux petites entreprises la possibilité de s'adapter au nouveau cadre réglementaire, une solution qui paraît tout à fait raisonnable. Toutefois, il faudra prendre soin d'éviter toute intervention publique inappropriée susceptible de perpétuer les problèmes de concurrence. Le segment international du marché comporte d'importantes barrières à l'accès au transport international - il s'agit là d'un problème caractéristique du transport international que connaissent tous les pays d'Europe et d'Anatolie, sauf les Membres de l'Union européenne. L'adhésion de la Turquie à l'Union européenne résoudrait ce problème. D'ici là, les autorités turques devront continuer de s'employer à assouplir les accords bilatéraux.

## ÉLECTRICITÉ

### 1. Survol des réformes

De tous les pays de l'OCDE, la Turquie est celui dont le marché électrique a connu le développement le plus rapide au cours des vingt dernières années, du moins jusqu'à la crise économique qui a commencé à la fin de l'année 2000. En moyenne, sa croissance a en effet atteint 8 % par an pendant ces deux décennies sous l'effet combiné d'une forte croissance économique, d'une urbanisation rapide, du développement de l'électrification du pays et de la progression de la consommation d'électricité par habitant, à l'origine faible. (Elle représente aujourd'hui près d'un tiers de la consommation de la plupart des pays développés). Suivre ce rythme de croissance constituait un véritable défi, notamment lorsque la demande est devenue importante en termes absolus. La pénurie d'électricité, qui s'est accentuée en 2000, a été à l'origine de restrictions et de mesures d'économie. Elle était en partie due à de faibles précipitations, donc à une moindre production hydraulique. D'autres facteurs ont également joué, tels que des défauts de l'environnement réglementaire rendant compliqué l'investissement privé, des problèmes commerciaux avec les établissements publics qui dominent encore le secteur, ainsi que des restrictions budgétaires croissantes. Avec la crise économique, la demande a diminué de 1 % en 2001, atténuant d'autant le problème d'approvisionnement. A compter du deuxième semestre de 2002, les centrales actuellement en construction, soit une importante capacité de production, seront mises en service pour satisfaire la demande qui devrait reprendre sa courbe ascendante dans les prochaines années.

Ce secteur relève du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. Avant les réformes récentes, ce ministère définissait la politique dans le secteur et s'occupait de la planification, de la réglementation et de la gestion des entreprises publiques dominantes. La réforme du secteur a commencé en 1993 avec la restructuration de l'autorité turque de l'électricité (Türkiye Elektrik Kurumu - TEK)<sup>1</sup> en deux entreprises publiques séparées, la Société turque de production et de transport d'électricité (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi. - TEAS) et la Société turque de distribution d'électricité (Türkiye Elektrik Dağıtım - TEDAS). A un moment, le gouvernement avait l'intention d'augmenter la participation privée dans le secteur pour alléger la charge budgétaire, et d'ailleurs la première loi définissant les conditions de la participation du secteur privé est entrée en vigueur en 1984. Cependant, la Constitution a été interprétée en ce sens que la fourniture d'électricité était par essence un service public<sup>2</sup>. Par conséquent, l'État a fait appel à l'investissement privé par le biais de contrats de concession du type BOT et TOOR<sup>3</sup>, qui lui donnent ou lui laissent en fin de compte la propriété des actifs physiques pertinents. Les entreprises publiques étaient seules à pouvoir acheter l'électricité ainsi produite par le secteur privé en vertu de contrats à long terme comportant des clauses d'exclusivité. De cette manière, l'État a conservé sa position centrale dominante dans le secteur et la concurrence était limitée à des formes de "concurrence pour le marché".

Des aménagements de ce type sont souvent source de complexité et de problèmes réglementaires, et la Turquie ne fait pas exception. Toutefois, ils pèchent surtout par le fait que, si la charge des investissements en amont que représente la construction ou l'amélioration d'installations de production ou d'ouvrages de distribution est bel et bien reportée sur le secteur privé, l'État reste

fondamentalement exposé aux risques. Comme les organismes publics concernés (TEAS et TEDAS) sont financièrement en position de faiblesse, le risque est supporté par le budget, notamment en vertu des garanties expresses qu'accorde le Trésor dans les contrats d'achat exclusif de puissance à long terme déjà en vigueur et qui comportent en outre des structures tarifaires en "cost plus". La crise des finances publiques qui a accompagné la crise économique a révélé que le budget de l'Etat ne pouvait plus assumer ces risques, et d'ailleurs le Fonds monétaire international et la Banque mondiale conditionnent leur aide financière à l'abandon de ces garanties. Dans des circonstances difficiles, le gouvernement a annoncé, au mois d'octobre 2001, que les transferts de droits d'exploitation de l'infrastructure de production et de distribution d'électricité, décidés précédemment, ne bénéficieraient plus des garanties du Trésor et seraient assortis de nouvelles conditions destinées à mettre en place le nouveau modèle de marché. De même, un nombre limité de projets de production entrepris dans le cadre de contrats de BOT pourraient bénéficier des garanties du Trésor prévues dans les contrats d'achat de puissance à condition que les projets soient opérationnels avant la fin de 2002. Cependant, le Tribunal constitutionnel a annulé en avril 2002 les articles transitoires de la loi sur le marché de l'électricité qui fixaient des dates limites d'exécution pour les projets BOT et TOOR. Aujourd'hui, le gouvernement s'efforce de trouver une solution appropriée pour ces projets. L'issue reste incertaine.

Par delà les événements récents s'ouvre la perspective d'une réforme plus fondamentale, orientée vers la concurrence. Dans le sillage de bien d'autres pays de l'OCDE, la Turquie s'est engagée en 2001 dans les premières étapes d'une restructuration totale du secteur. Une nouvelle loi sur le marché de l'électricité a été adoptée, et le gouvernement s'oriente vers une privatisation directe. La mise en œuvre de ce programme signifie que le secteur privé jouera le rôle principal sur les segments potentiellement concurrentiels (production et négoce de l'électricité), l'Etat se contentant d'une fonction réglemентаire (par l'entremise d'un régulateur indépendant). L'Etat continuera d'intervenir dans les activités du transport et de l'exploitation du réseau ainsi que sur le marché de l'ajustement, qui relèvent du monopole naturel. Cette évolution est conforme au programme destiné à rapprocher le droit turc de l'*acquis* européen, en prévision de l'adhésion de la Turquie, bien qu'il reste encore à régler de nombreux détails dans les textes d'application. Cette politique générale a de bien meilleures chances de réussir à instaurer un secteur électrique à forte composante privée et à garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen terme, même si le passage de l'ancien régime au nouveau présente aujourd'hui quelques difficultés.

La phase préparatoire à la mise en place du marché prévue pour le mois de septembre 2002 est consacrée à la mise au point de rouages importants du futur marché concurrentiel de l'électricité. Parachever la conception du marché, publier les textes d'application, préparer et approuver les codes de réseau pertinents, créer les institutions et définir les modes de fonctionnement représentent une tâche écrasante en si peu de temps. Plusieurs problèmes doivent être résolus, dont la question des coûts échoués et l'organisation de la séquence de réformes qui permettra de promouvoir la concurrence sachant que l'on part d'entreprises publiques dominantes en mauvaise santé financière. La sécurité d'approvisionnement au cours des prochaines années constitue un autre défi.

Tous les autres pays ont libéralisé leurs secteurs électriques alors que l'offre était excédentaire. Réformer ce secteur est en soi difficile, mais l'excès de l'offre rend l'opération plus aisée. Interviennent, d'une part, un facteur politique – une offre excédentaire entraîne la chute des prix et l'adhésion politique à la réforme, et, d'autre part, un facteur technique – une situation excédentaire laisse au marché le temps de s'établir sans que les prix ne grimpent démesurément comme cela peut se produire en cas de pénurie. Par conséquent, la crise actuelle et la pause que marque la croissance de la demande ont un effet positif sur les perspectives de libéralisation du secteur, au sens où elles laissent à la Turquie un répit, bien que de courte durée, qu'elle pourra mettre à profit pour réformer. Si les textes d'application et les mesures ultérieures permettent d'appliquer efficacement les réformes telles qu'elles sont conçues aujourd'hui, avec le temps, le processus de découverte des prix produira des signaux en



faveur de l'investissement dans de nouvelles installations, et il existera des acteurs potentiels ou réels sur le marché possédant une bonne assise financière qui répondront ou seront en mesure de répondre à ces signaux avant que ne s'instaurent des situations de pénurie.

Dans les circonstances actuelles, il est difficile de prévoir l'évolution de la demande en Turquie. De plus, il existe un flou quant à la puissance installée précise que représentent les projets lancés sous le précédent régime réglementaire. Ces incertitudes mises à part, des estimations raisonnables laissent entrevoir que le pays aura besoin d'une importante capacité de production supplémentaire dans les quatre à cinq années qui viennent, en plus des installations en construction aujourd'hui. Il faut du temps pour construire de nouvelles centrales (un an et demi à deux ans pour une turbine à gaz en cycle combiné). De même, la décision d'investir et son application ne se font pas en un jour. En d'autres termes, ces décisions devront intervenir dans deux à trois ans environ, ce qui correspond à peu près au moment où le nouveau marché concurrentiel verra le jour après la période de transition. Ce nouveau marché devra par conséquent réussir en très peu de temps à bien fonctionner et à gagner la confiance des opérateurs. De même, il est vital que le secteur de la distribution/de la fourniture atteigne vite la solidité financière nécessaire pour être perçu comme un partenaire fiable pour les achats d'électricité aux nouveaux producteurs. Ce calendrier exige donc de véritables prouesses et, malgré le répit qu'autorise la crise actuelle pour la mise en place de la réforme du secteur électrique, la Turquie n'a, en fait, pas un moment à perdre. La nouvelle loi laisse à l'entreprise publique de production une possibilité d'investir dans de nouvelles installations, mais le gouvernement a pour politique le désengagement de l'Etat par la privatisation et, de fait, la situation budgétaire est telle qu'il serait préférable de réserver au secteur privé les nouveaux investissements.

## **2. Structure du secteur**

Le secteur électrique turc était dominé par deux entreprises publiques : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEAS – Société turque de production et de transport d'électricité) et Türkiye Elektrik Dağıtım (TEDAS – Société turque de distribution d'électricité). Lors de la création de ces entreprises en 1993, les actifs de production et de transport ont été séparés des actifs de distribution, jadis tous gérés par une même entreprise publique : Türkiye Elektrik Kurumu (TEK – Autorité turque de l'électricité). Un décret du 1er octobre 2001 a consacré une nouvelle séparation structurelle de TEAS en trois entreprises de production, de négoce et de transport. Il s'agit de l'une des premières étapes du plan de libéralisation actuel. Les entreprises Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ – transport), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ – production) et Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ – négoce) sont aujourd'hui juridiquement opérationnelles.

Deux entreprises (CEAS et KEPEZ) jouissent de concessions régionales de production et de distribution pour près de 2 % de la puissance installée. La participation du privé dans ce secteur reste relativement limitée et a été marquée par plusieurs crises. Les producteurs privés, soit propriétaires de leurs installations ou en possession de droits d'exploiter les moyens de production de TEAS, représentent 7 % seulement de la puissance installée, et les autoproducteurs (entreprises industrielles qui produisent l'électricité qu'elles consomment et vendent l'excédent) environ 11 %. TEAS et ses filiales possédaient 80 % de la puissance installée et assuraient 76 % de la production en 2000. L'électrification de la Turquie est désormais achevée puisque 99,9 % de la population avaient accès aux réseaux de distribution en 2000.

## 2.1. *Production*

La puissance installée a rapidement augmenté au cours des vingt dernières années, avec une croissance tendancielle de 8 % environ. En 2000, elle a atteint 27.3 GW, sous l'effet de la croissance économique et de l'augmentation de l'intensité électrique du pays, qui reste néanmoins à un niveau nettement inférieur à la moyenne des pays Membres de l'OCDE. Pour tenir ce rythme, il a fallu mettre en service une capacité de production importante, et, en 2001, les faibles précipitations et le retard pris dans la construction de nouveaux groupes thermiques ont fait redouter une pénurie due à une hydraulité insuffisante. En fin de compte, la crise économique grave que connaît le pays depuis 2000 s'est traduite par un recul net de la demande d'électricité et, à supposer que les investissements prévus actuellement se concrétisent, a reporté de plusieurs années l'échéance à laquelle l'insuffisance de l'offre pourrait devenir problématique.

L'énergie hydraulique représente une forte proportion de la puissance installée (41 % en 2000) bien que sa contribution à la production soit moindre (24.7 % en 2004)<sup>4</sup>. En 2000, 128 centrales étaient en service, mais il reste un énorme potentiel hydraulique qui pourrait être aménagé. D'ailleurs, il est prévu, dans les plans à long terme, de multiplier par trois la puissance hydraulique au cours des vingt prochaines années. Ces projets sont fortement tributaires du développement régional et des projets d'irrigation du gouvernement. Le projet d'Anatolie du sud-est (GAP) est un gigantesque projet d'aménagement hydraulique et d'irrigation qui comporte la construction, sur le Tigre et l'Euphrate, de 12 barrages et de 19 aménagements hydrauliques d'une puissance de 7.5 GW<sup>5</sup>. Malgré ces aménagements, l'importance relative de l'hydraulique devrait décliner progressivement, en raison d'une progression de la demande plus rapide que la production hydraulique. S'il existe, dans le pays, plusieurs centrales hydrauliques privées, de taille relativement modeste, la plupart des centrales et en tout cas la totalité des plus puissantes sont conçues et construites par la Direction générale des ouvrages hydrauliques publics (DSI) puis transférées à TEAS qui exploite 89 % de la puissance hydraulique installée (2000). Les énergies renouvelables, hors hydraulique, représentent une faible puissance installée. La sécheresse qui a sévi ces trois dernières années s'est répercutée sur la production hydraulique. En 1999, 2000 et au cours du premier semestre de 2001, les précipitations étaient respectivement de 15, 7 et 17 % inférieures à la moyenne. De ce fait, la production hydraulique était tombée, au cours du premier semestre 2001, de 43 % par rapport à l'année précédente et la production thermique avait augmenté d'autant. La pénurie d'énergie a donc imposé des mesures d'économie, telles qu'un réaménagement des heures de bureau dans le secteur public destiné à réduire la demande d'éclairage et de chauffage.

Le reste de la puissance installée revient pour l'essentiel aux centrales thermiques classiques (58 % en 2000) qui sont utilisées davantage que les installations hydrauliques (les centrales thermiques assuraient 75 % de la production totale). Comme dans bien d'autres pays, le gaz s'impose peu à peu aux dépens du charbon et du pétrole (gaz 37 %, charbon 31 %, pétrole 7 % de la production en 2000). Dans la catégorie du charbon, le lignite d'origine turque reste, par son importance relative, la principale source d'énergie (faible pouvoir calorifique et forte teneur en soufre) bien qu'il ait cédé du terrain à la houille importée. Ces évolutions du parc énergétique devraient globalement se poursuivre, la part du gaz et de la houille importée augmentant, et celle de l'hydraulique et du lignite décroissant, ce qui devrait augmenter la dépendance du pays vis-à-vis des importations. Cependant, avec la forte hausse globale de la demande, la consommation totale de lignite et la production hydraulique augmentent néanmoins de manière significative quand bien même leur contribution à la production d'énergie totale diminue. La Turquie n'a pas de centrale nucléaire et, après quelques tentatives infructueuses, ne prévoit pas d'en construire. TEAS et ses filiales exploitent 70 % de la puissance thermique installée (2000).

La participation du secteur privé à la production est timide et a été marquée par quelques difficultés (comme nous le verrons ci-dessous). Les producteurs privés, qui soit possèdent leurs propres installations ou détiennent des droits d'exploiter des installations dont TEAS est propriétaire, représentent 11 % de la puissance installée, et les autoproducteurs (entreprises industrielles qui produisent l'électricité qu'elles consomment et vendent l'excédent), 11 % également (2000).

Les prévisions de la demande établies par le ministère de l'Energie et des ressources naturelles avant la crise économique actuelle prévoient que le pays aura besoin d'une puissance installée de près de 60 GW d'ici 2010 et de 105 GW d'ici 2020. Ces chiffres correspondent à une croissance annuelle de 8 % cours de la première décennie, puis de 7 % dans la deuxième, dans le prolongement logique des taux de croissance enregistrés ces vingt dernières années. Après la crise, il paraît raisonnable de prévoir une forte croissance de la demande d'électricité adossée à la reprise économique ainsi que de nouvelles hausses de la consommation d'électricité par habitant. Cependant, les avis sont partagés quant à la vigueur de la croissance future et, par conséquent, quant à l'importance des investissements en infrastructure à entreprendre. Sur ce point, l'AIE conclut : "L'expérience d'autres pays permet de douter que les taux de croissance élevés prévus puissent se maintenir sur une si longue période" (voir AIE, 2001). Comme les autorités turques qui ont participé à la planification et à la mise en place du secteur électrique dans leur pays partagent ce point de vue, tous les plans d'investissement du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles n'ont pas été réalisés, comme nous le verrons plus bas.

Au bout du compte, le secteur a suivi une politique en accordéon. Quels que soient les mérites respectifs des diverses projections de la demande, il est clair que la Turquie aura besoin, à moyen terme, d'importants investissements dans le secteur. En moyenne, il lui faudra construire l'équivalent de sept grandes centrales thermiques chaque année, soit un investissement annuel de plusieurs milliards d'USD.

## **2.2. Transport**

Avant la séparation de TEAS et la création de la nouvelle entreprise de transport (TEIAS), TEAS possédait et exploitait le réseau de transport<sup>6</sup>. La charge est concentrée dans les centres de plus forte densité de population à l'ouest du pays, alors que, jusqu'à une période récente, les moyens de production se trouvaient plutôt à l'est, reflétant en cela l'importance de la production hydraulique, concentrée dans les régions montagneuses, notamment au sud-est. Les distances parcourues par l'électricité à travers le pays n'ont pas manqué de créer des contraintes sur le réseau de transport et les pertes en ligne sont légèrement supérieures aux normes internationales. L'installation de nouvelles centrales thermiques à l'ouest du pays et l'importation d'électricité de Bulgarie ont modifié la répartition de ces contraintes.

La Turquie importe un peu plus d'électricité qu'elle n'en exporte, principalement par sa connexion internationale avec la Bulgarie. Ses importations représentent près de 3 % de la consommation nationale. Elle possède également des interconnexions et a signé des contrats d'achat de puissance avec la Géorgie (portant notamment sur de l'électricité russe transitant par ce pays), l'Iran, et le Turkménistan, qui sont néanmoins limités par des facteurs techniques. En 2000, les importations représentaient au total 3 791 GWh, les accords actuels autorisant l'importation de 6 600 GWh. D'importantes interconnexions avec la Bulgarie, la Grèce et d'autres pays voisins sont soit en construction, soit planifiées dans la perspective de la synchronisation à plus long terme du réseau de transport turc avec le réseau international, particulièrement l'UCTE, ce qui permettrait d'importer de l'électricité à plus grande échelle.

Indépendamment des améliorations prévues des interconnexions, un renforcement important du réseau de transport national devra être entrepris parallèlement à la construction de moyens de production pour pouvoir satisfaire la hausse de la demande. Les pourcentages de perte en ligne ont légèrement augmenté ces dernières années, ce qui dénote une forte sollicitation du réseau.

### 2.3. *Distribution/fourniture*

TEDAS, le principal distributeur, dessert 33 zones, c'est-à-dire beaucoup trop pour pouvoir créer des entreprises de distribution qui soient financièrement viables. D'autres entreprises de distribution moins importantes bénéficient de concessions dans la région de Kayseri. Il s'agit des entreprises CEAS et KEPEZ dont l'existence remonte avant la création de TEK. Dans le secteur de la distribution, les pertes constituent un problème majeur et affaiblissent financièrement TEDAS qui doit payer l'électricité à TEAS sans être intégralement remboursé par des clients. La faiblesse financière de TEDAS, qui accuse des retards dans ses règlements à TEAS, se répercute sur cette dernière (voir l'analyse des résultats du secteur). Les pertes électriques totales (égales à la production moins la consommation payée par le client final) représentaient 19.4 % de la production en 2000, en forte progression par rapport aux 15 % enregistrés vers 1995. Il s'agit d'un résultat exceptionnellement élevé par rapport à la norme dans les pays de l'OCDE : la dissipation d'énergie par résistance électrique et autoconsommation qui a lieu sur les réseaux de transport et de distribution atteint en moyenne 10 % dans les pays de l'OCDE. Plusieurs causes contribuent à ce problème :

- La facture de l'éclairage public n'est pas réglée par les municipalités. Or, l'éclairage public représente environ 4 % de la consommation. Il s'agit de toute évidence d'une distorsion qui ne pourrait persister sur un marché libéralisé, du moins pas en l'absence de subvention spécifique de l'Etat. La solution à ce problème, qui consiste à mesurer la consommation et à facturer l'éclairage public, est théoriquement simple.
- Les pertes sur les réseaux de distribution sont principalement responsables du problème. De 16 % en moyenne, elles représentent près du double de la norme pour les pays de l'OCDE. Dans certaines régions, la situation bien pire. L'aspect technique du problème sera résolu par de nouveaux investissements pour renforcer les lignes et les systèmes de transformation<sup>7</sup>. Mais le problème se situe pour l'essentiel au niveau de la commercialisation et du comptage, le vol d'électricité s'élevant à près de 10 % de la production. Le gouvernement estime à environ 1 milliard d'USD l'investissement nécessaire à moyen terme pour renforcer le réseau de distribution.

Il est vital d'améliorer les performances financières du secteur de la distribution (ce que nous verrons plus bas). En effet, les problèmes économiques que l'on observe dans l'ensemble des secteurs de l'électricité et du gaz relèvent en grande partie de la distribution. La solution réside pour l'essentiel dans la réforme, et notamment la constitution d'un petit nombre d'entreprises de distribution financièrement viables et privatisées – il n'est pas raisonnable d'attendre que des problèmes de gestion profondément enracinés, au niveau local, puissent être résolus sans la perspective de profits. Intervient également le fait que la libéralisation ajoute un niveau de complexité et de risque - les distributeurs devront non seulement mieux gérer leurs activités sur le marché de détail, mais passer des contrats et gérer leurs sources d'approvisionnement sur un marché de gros concurrentiel.

### 3. Participation du secteur privé à la production et à la distribution

#### 3.1. Production

Avant une modification de 1999, la Constitution turque disposait que l'industrie électrique était par essence un service public, excluant toute participation directe du secteur privé dans l'industrie ; en particulier, il était impossible de privatiser directement les entreprises publiques qui dominent le secteur, ou leurs actifs. Quoi qu'il en soit, le gouvernement n'avait pas les moyens de financer les améliorations envisagées sur le budget de l'Etat. Par conséquent, divers mécanismes ont été mis en place pour faciliter la participation indirecte du secteur privé. Ces tentatives se sont souvent heurtées à des difficultés considérables dues soit au régime juridique en place, soit, plus récemment, aux restrictions budgétaires résultant de la crise économique de 2000-2001. C'est pourquoi de nombreux projets n'ont pas abouti et certains de ceux qui ont été effectivement réalisés comportaient des contrats d'achat d'électricité chère, de sorte que TEAS a accusé des pertes importantes et contracté un passif éventuel. Nous y reviendrons ci-après. On peut espérer que la modification récente de la Constitution, qui autorise la propriété privée directe de l'infrastructure électrique, ainsi que le nouveau régime libéralisé mis en place par la loi sur le marché de l'électricité permettront de trouver une issue plus satisfaisante. La sortie de l'ancien régime ne se fera pas sans difficulté, les éventuels investisseurs ayant déjà dû payer cher des "quasi-privatisations" à l'issue encore incertaine.

La participation du secteur privé à la construction de l'infrastructure, y compris des centrales, est devenue possible avec l'adoption de la loi 3096 de 1984 autorisant le recours aux concessions BOT (Build Operate Transfer) pour la construction de centrales (une entreprise privée peut construire et exploiter l'installation pendant 15 à 20 ans puis en transfère gratuitement la propriété à l'Etat) ainsi qu'aux contrats TOOR (Transfer of Operating Rights) pour la production et la distribution (une entreprise privée exploite l'installation auparavant détenue par l'Etat). En 1996, seules six petites centrales (cinq centrales hydrauliques et une centrale à gaz) avaient été construites dans les conditions prévues par cette loi. En 1994, une nouvelle loi (3996) s'est efforcée de rendre les projets BOT plus intéressants grâce à des allègements fiscaux. Cette loi a été de nouveau modifiée en 1999 et concerne aujourd'hui exclusivement les contrats BOT dans le secteur électrique. La loi 3996 prévoit la possibilité d'obtenir une garantie du Trésor pour les contrats d'achat de puissance conclus par un producteur privé et TEAS/TEDAS<sup>8</sup>. A la fin de l'année 2000, 18 projets électriques BOT (12 centrales hydrauliques, 4 à gaz et 2 éoliennes), d'une puissance installée de 1.99 GW, ont été mis en service.

Théoriquement, le système des concessions BOT crée un cadre qui permet d'instaurer la concurrence *pour* l'attribution du marché, étant donné que ce sont les soumissionnaires les moins-disants qui sont retenus<sup>9</sup>. De même, ce système permet au secteur public d'économiser sur les investissements, bien que les coûts de l'électricité achetée aux concessionnaires BOT soient assez élevés, notamment les premières années, c'est-à-dire au moment où le concessionnaire récupère une bonne partie du coût de ses investissements.

Au cours de cette période, un grand nombre de projets ou de propositions BOT n'ont pas abouti. Comme nous l'avons remarqué ci-dessus, les problèmes rencontrés tenaient surtout à la disposition de Constitution confirmée par le Tribunal constitutionnel en 1995 selon laquelle l'industrie électrique relève du service public. Malgré la loi 3996, qui tendait à faire passer les concessions BOT sous l'empire du droit privé, le Tribunal a insisté sur le caractère public de l'électricité, et donc imposé que le droit public s'applique à tout contrat de concession BOT. En conséquence, les responsabilités administratives en matière de contrats BOT étaient réparties de la manière suivante :

- Le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles avait la charge de lancer des projets BOT ou de répondre à des propositions spontanées d'entreprises privées. Si l'initiative revenait au ministère, on recourait à un appel d'offres par soumission cachetée pour sélectionner l'entreprise privée, qui débouchait sur un protocole d'accord entre le ministère et cette entreprise. TEAS et TEDAS étaient parties à toute proposition, puisqu'en vertu de la législation sur les concessions BOT les producteurs privés ne pouvaient vendre leur électricité qu'à ces deux entreprises dans le cadre de contrats d'achat précisant les conditions, la quantité ainsi que la formule de calcul du tarif. Il s'agissait donc de contrats exclusifs d'achat ferme. A ce stade précoce, l'appel d'offres ou l'acceptation de propositions du secteur privé relevait pour l'essentiel d'une procédure administrative s'inscrivant dans la planification à plus long terme du secteur électrique, de sorte que les projets étaient jugés en fonction des projections de la demande établies par le ministère et TEAS.
- L'Organisme de planification (sous la tutelle du Premier ministre) avait pour mission générale d'approuver le développement de l'infrastructure et, à ce titre, devait également approuver les contrats BOT. Dans le passé, cet organisme avait jugé que la puissance installée totale couverte par les propositions de contrats BOT soumises au ministère dépassait le niveau nécessaire pour satisfaire la demande et il s'était donc montré peu enclin à approuver toutes les propositions de contrats BOT émanant du ministère. Or son approbation était nécessaire pour passer à l'étape suivante.
- De son côté, le Trésor décidait d'accorder ou non des garanties pour les achats de puissance de TEAS et TEDAS. Au vu de la mauvaise situation financière de TEAS et TEDAS et, en général, des risques de change et des risques macroéconomiques, les investisseurs étrangers répugnaient à investir sans bénéficier de garanties du Trésor. Le Trésor ne s'est pas non plus empressé d'accorder ces garanties, car il était lui aussi convaincu que les projections de la demande effectuées par le ministère étaient trop élevées. A cela il faut ajouter la crise économique et sa conséquence, la nécessité impérieuse de réduire l'exposition au risque que présente ce type de garanties pour le budget. L'abandon progressif de ces garanties faisait d'ailleurs partie des conditions dont était assorti le soutien financier du FMI ou de la Banque mondiale pour faire face à la crise.
- En raison du caractère *public* de ce dispositif, les contrats conclus entre le ministère/TEAS/TEDAS et l'investisseur privé relevaient du droit administratif, ce qui avait pour effet de limiter les droits de recours de l'investisseur à l'arbitrage international en cas de litige, mais aussi d'imposer l'approbation du Danistay (Tribunal administratif). Cette procédure d'approbation était longue et le tribunal avait la possibilité de rejeter ou de revoir les contrats négociés entre les parties, ce qu'il a fait<sup>10</sup>.

La constitution turque a été modifiée en 1999 de façon à permettre l'application du droit privé au développement des infrastructures dans le secteur électrique et le recours à l'arbitrage international pour le règlement des différends liés aux investissements, mais aussi à limiter le rôle du Danistay, qui se borne désormais à exercer un contrôle et rendre un avis consultatif dans un délai réduit à deux mois. Une nouvelle loi a donc été adoptée (la loi 4501) qui prévoit l'application du droit privé et de l'arbitrage national ou international. Le droit privé peut également s'appliquer rétroactivement aux contrats de droit public si les entreprises concernées par les contrats BOT demandent la conversion de leurs contrats de droit public en contrats de droit privé. Parallèlement, l'intervention du Danistay a été limitée ou il peut être saisi pour accélérer l'approbation du contrat BOT (ainsi que des projets BOO et TOOR, comme on le verra ci-dessous) et le règlement des

différents<sup>11</sup>. Ces modifications clarifient sensiblement le régime juridique des projets BOT et, de plus, ont été conçues pour accélérer le processus et faciliter l'accès aux marchés internationaux de capitaux. Quoi qu'il en soit et indépendamment de cet effort de clarification juridique, le peu de latitude et d'empressement du Trésor pour ce qui est des garanties complique encore la situation des projets en cours.

Bon nombre de projets BOT se trouvent à divers stades du processus d'approbation. Cependant, la situation budgétaire depuis la crise rend problématique la garantie du Trésor. En outre, il y a lieu de s'interroger sur le bien-fondé de la poursuite de certains projets, d'autant qu'avec la crise, la demande a diminué, repoussant la date à laquelle on aura besoin de nouveaux moyens de production. Pour toutes ces raisons, les contrats BOT relativement chers qui n'ont pas encore été finalisés présentent aujourd'hui moins d'intérêt pour le gouvernement ; de même, tous les projets BOT en perspective ne peuvent pas être considérés comme la solution la plus avantageuse. Il a été décidé, après approbation de l'Organisme de planification, en mai 2000, de donner le feu vert à 29 de ces projets et de les autoriser à demander des garanties du Trésor et, dans le même temps, de ne pas approuver de nouveaux projets. Cette mesure implique que 112 projets BOT ne seront pas bouclés<sup>12</sup>. Les 29 projets restants totalisent une puissance installée relativement peu importante de 1.4 GW et concernent 4 installations au gaz, 7 projets de petite hydraulique, 17 centrales éoliennes et une centrale géothermique.

La loi sur le marché de l'électricité dispose, que pour bénéficier d'une garantie du Trésor, ces projets doivent avoir été mis en service avant la fin de l'année 2002. La situation des projets BOT non bouclés reste à régler dès lors que le Tribunal constitutionnel, par un arrêt d'avril 2002, a annulé les articles transitoires de la loi sur le marché de l'électricité fixant des dates limites pour l'exécution des projets BOT et TOOR.

Les projets BOO (Build-Own-Operate) ont d'abord été réglementés par le décret 96/8269 entré en vigueur en 1996, puis par la loi 4823 en 1997. Cette loi oblige le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles (obligation que la loi de 1997 met à la charge de TEAS) à publier au Journal Officiel un avis d'appel d'offres pour les projets BOO, dans lequel doivent être précisées les spécifications des installations en question. Les entreprises privées peuvent également s'adresser directement à TEAS pour faire approuver des projets BOO soumis à la procédure normale de publication et d'appel d'offres. L'électricité produite par ces projets BOO doit être vendue à TEAS, sur une période maximale de 20 ans à compter de la date d'approbation. L'échéance de chaque contrat est fixée séparément en fonction des prévisions de l'offre et de la demande et de la politique macroéconomique de l'Etat. Le Trésor peut garantir des contrats conclus par TEAS pour l'achat d'électricité. La loi prévoit le règlement des litiges devant les tribunaux turcs et internationaux ou devant des instances internationales d'arbitrage reconnues par la Turquie. Les contrats BOO ne concernent que les centrales thermiques. A la fin de 2000, cinq contrats BOO (4 centrales au gaz et une centrale brûlant du charbon importé) ont été approuvés, pour des installations de 5.9 GW au total qui seront mises en service à partir de la mi-2002. Ces projets ont fait l'objet d'appels d'offres.

La principale différence entre le BOT et le BOO tient au fait qu'à la fin du contrat BOO, l'investisseur reste propriétaire de l'installation. Le BOO a supplanté le BOT et est aujourd'hui le principal mode de partenariat public/privé. Le succès relatif du BOO est en soi révélateur des problèmes rencontrés avec le BOT et/ou le TOOR. En effet, le fait que l'Etat monopsonneur soit finalement (ou dès le début dans le cas du TOOR) propriétaire de l'installation expose les investisseurs à un risque réglementaire ou politique assez élevé dans la mesure où leurs possibilités de sortie sont fonction de la bonne volonté des pouvoirs publics. Avec le régime du BOO, en revanche, l'investisseur possède l'actif et peut en disposer comme il l'entend. La faible longévité des gouvernements turcs récents, à l'aune de l'OCDE, entre également en ligne de compte. Cependant, il convient de ne pas

surestimer le succès des contrats BOO. Ces contrats ne modifient pas fondamentalement la position bien établie des entreprises publiques et ne les libèrent pas non plus vraiment du risque commercial qu'elles supportent (et que le budget supporte en fin de compte). De plus, dans les contrats BOO, l'électricité est vendue plus cher au départ pour permettre à l'investisseur de récupérer plus tôt son capital<sup>13</sup>, soit à un moment où la situation financière de l'Etat est fragile.

L'autoproduction est également régie par le décret 85/9799 pris en application de la loi 3096. Ce décret soumet à autorisation du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles les installations industrielles, les complexes résidentiels de plus de 5 000 logements, les hôtels 5 étoiles, les zones industrielles, les universités et les établissements municipaux qui souhaitent produire leur propre électricité et vendre le surplus à TEAS et à TEDAS<sup>14</sup> - le prix de vente de l'électricité à TEAS et TEDAS est fixé dans le cadre d'un contrat d'achat, bien que plafonné à 70 % (ce pourcentage a été ultérieurement porté à 85 %) du prix moyen de vente de l'électricité de TEAS à TEDAS antérieurement à la loi sur le marché de l'électricité. Le surplus de production peut également être transporté par le réseau de distribution/transport à condition que le destinataire soit une filiale de l'autoprodacteur. Le prix demandé pour ce transport est calculé en fonction de la distance<sup>15</sup>. De nombreuses installations d'autoproduction ont été mises en service ; elles totalisaient une puissance de 3 GW à la fin de 2000. On construit actuellement de nouvelles installations de 300 MW. Il n'est pas nécessairement facile d'évaluer l'efficacité, à l'échelle du système, d'une généralisation de l'autoproduction. D'un côté, l'autoproduction peut tirer parti des avantages de localisation et éviter les pertes dues au transport sur de longues distances ; c'est aussi un moyen d'exploiter les possibilités de la production combinée de chaleur et d'électricité. En revanche, elle ne peut bénéficier d'économies d'échelle. Produire pour soi de cette manière offre par ailleurs une garantie d'approvisionnement dans la mesure où l'on se prémunit contre la défaillance ou les insuffisances du réseau. Par conséquent, la perception d'un risque élevé aura tendance à inciter à l'autoproduction, ce qui pourrait en partie expliquer l'importance relative de ce type de production en Turquie.

Outre la construction de nouvelles centrales dans le cadre de contrats BOT et BOO, un programme a été lancé pour privatiser indirectement des centrales que possède TEAS par le mécanisme du transfert de droits d'exploitation (TOOR) à des investisseurs du secteur privé, transfert régi par la loi 3096. Dans ce système, l'investisseur fait une offre pour le transfert des droits, puis exploite l'installation dont il vend l'électricité à TEAS. L'objectif est alors d'améliorer le rendement et de rénover les installations sans que TEAS en supporte les coûts en capital. Les droits d'exploitation d'une centrale thermique de 620 MW (Cayirhan) et de deux tranches hydrauliques de 30.1 MW (Hazar I & II) ont ainsi été transférées. Neuf autres contrats (six signés et trois en cours de négociation) concernent le transfert des droits d'exploitation de centrales de TEAS d'une puissance de 4.9 GW. Dans le cas des BOT, les contrats comportent des obligations d'exclusivité à long terme "take-or-pay" et la question des garanties du Trésor a compliqué les procédures de transfert<sup>16</sup>. Après l'arrêt du Tribunal constitutionnel, le sort définitif des projets TOOR en suspens reste à régler.

## Distribution

Pour la distribution, le pays est actuellement divisé en 33 zones de desserte<sup>17</sup>. En 1996 a été lancé un appel d'offres pour le transfert au secteur privé des droits d'exploitation des zones jusque là détenues par TEDAS. Deux zones, dont la partie anatolienne d'Istanbul, avaient déjà été privatisées par concession. Ces contrats ont conféré à l'entreprise bénéficiant du transfert le droit exclusif d'exploiter le réseau de distribution et de vendre l'électricité dans sa zone de desserte sur une durée de 30 ans. Le résultat de l'appel d'offres a été assorti de conditions destinées à éviter une concentration des TOOR entre un nombre restreint de participants. Le droit de la concurrence est applicable aux TOOR. D'ailleurs l'Autorité de la concurrence a été appelée à se prononcer sur des TOOR concernant des entreprises de distribution. Dans ces cas, elle a donné son aval sous réserve de modifications ayant



pour effet d'empêcher toute discrimination à l'encontre du consommateur et d'exiger son approbation pour tout transfert ultérieur. D'autres réserves concernant un assouplissement des tarifs et l'abandon de l'exclusivité de desserte sont en contradiction avec le régime juridique dont relèvent actuellement les TOOR. Il était prévu dans l'appel d'offres que les entreprises paieraient à l'Etat un prix forfaitaire de transfert (2 625 milliards d'USD au total) et feraient des offres pour une tarification de la distribution d'électricité fondée sur les coûts (le marché étant attribué au moins-disant). Certains éléments du tarif étaient fixés ou identiques pour tous les soumissionnaires, par exemple le prix d'achat de l'énergie. En revanche, les entreprises pouvaient jouer sur les coûts d'exploitation estimés et les bénéfices souhaités. (D'un point de vue réglementaire, ces contrats encore en suspens présentent un inconvénient évident, dans la mesure où ils bloquent effectivement les marges des entreprises sur 30 ans. En effet, aucun mécanisme ne semble prévu pour répercuter les gains d'efficacité de l'entreprise sur les consommateurs, comme le permet la formule de tarification réglementée IPC-X avec révision périodique). Autre aspect intéressant de ce dispositif, les entreprises devaient s'engager à réduire leurs pertes électriques à un niveau prédéfini, se rapprochant avec le temps des normes internationales, et auraient ainsi supporté pleinement les coûts (ou engrangé les bénéfices) des mauvais (ou bons) résultats qu'elles auraient obtenus par rapport à ces engagements.

Cet appel d'offres a été mené à bien en plusieurs étapes. Dans cinq zones de desserte, le ministère a annulé la procédure faute de proposition intéressante. Dans quatre régions, elle a été également annulée par le Danistay. Sur les 22 régions restantes, 11 ont été attribuées en janvier 1998, et les contrats de concession correspondants conclus au mois de janvier 1999. L'année 1999 a été consacrée aux négociations concernant les modalités des contrats de transfert et de la fourniture d'énergie. Les études de faisabilité et évaluations se sont poursuivies pour les 11 régions restantes, dont certaines avaient été attribuées à des soumissionnaires. La procédure d'approbation par le Danistay a été engagée, mais l'introduction dans la loi, en janvier 2000, de nouvelles dispositions rendant possible la conversion des contrats TOOR de droit public en contrats de droit privé est venue compliquer les choses. Certaines entreprises ont opté pour le régime de droit privé, d'autres en sont restées au régime de droit public. Toutefois, il est devenu très difficile de conclure ces négociations lorsque la crise économique est survenue et que des restrictions ont été imposées pour l'octroi par le Trésor de garanties aux entreprises privées au titre d'obligations contractées par TEAS. Plusieurs décrets du Conseil des ministres autorisant le Trésor à accorder des garanties ont été signés sans que ces garanties aient été effectivement accordées, repoussant par conséquent à une date ultérieure la réalisation effective des transferts. Au bout du compte, aucun transfert n'a eu lieu.

Avant même que l'on ait envisagé la libéralisation des marchés de l'électricité, on avait commencé de planifier les transferts de droits d'exploitation. En fait, il existe une contradiction manifeste entre la libéralisation que préconise la nouvelle loi et les droits exclusifs de distribution et de vente au consommateur final que supposent les TOOR. La nouvelle loi sur le marché de l'électricité a envisagé de modifier cette condition d'exclusivité dans les contrats, mais la justification précise de cette modification n'est pas parfaitement établie, notamment dans le cas des contrats de droit privé. La nouvelle loi sur le marché de l'électricité stipule que les contrats actuels de transfert des droits d'exploitation d'installations de production et d'ouvrages de distribution seront frappés de nullité si le transfert n'est pas effectif au 31 octobre 2001 (cette échéance avait été fixée initialement au mois de juin 2001). Cependant, le Tribunal constitutionnel a annulé les articles transitoires de la loi sur le marché de l'électricité qui concernaient les projets de transfert de droits d'exploitation de moyens de production et d'ouvrages de distribution. Le problème reste donc en suspens.

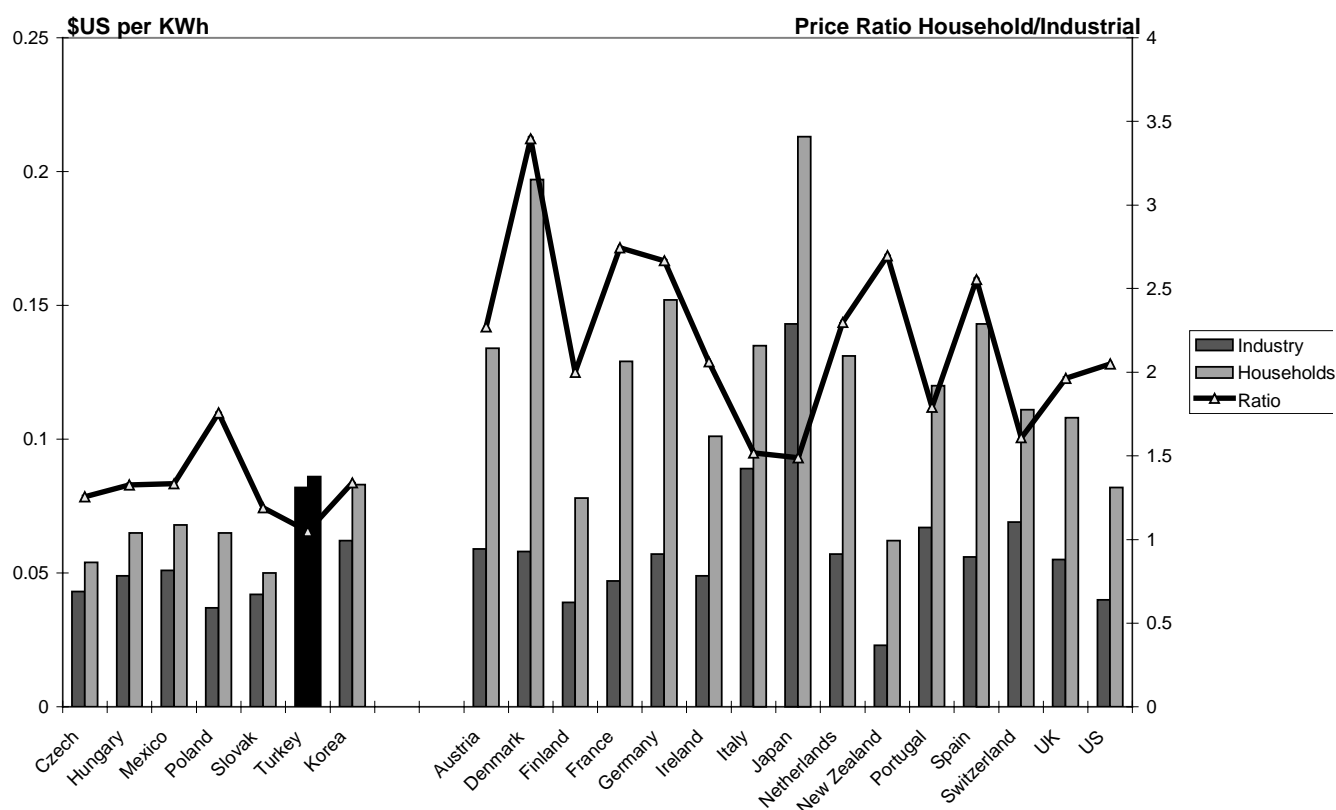
Les entreprises concernées par le programme TOOR ont réagi très vivement. Participer à ce programme a coûté cher aux investisseurs d'autant que les candidats retenus ont suivi toute la procédure de négociation des contrats avec les pouvoirs publics et consenti de lourdes dépenses ; il ne manquait plus que le transfert officiel des droits d'exploitation pour passer au stade opérationnel. Tant que le problème ne sera pas résolu, il planera un doute quant à la valeur de ces projets.

Cette transition extrêmement laborieuse a malheureusement miné la volonté des investisseurs de s'engager sur le nouveau marché. En général, la Turquie a été desservie par l'instabilité institutionnelle de ce secteur, comme d'autres d'ailleurs, avec des conséquences réelles en termes de perception du risque et finalement de coûts de l'activité économique. Cela étant, il convient de replacer ces problèmes dans le contexte plus large de la crise économique qui a restreint la liberté d'action des pouvoirs publics. Cette situation fait par excellence ressortir la nécessité d'adopter les dispositions réglementaires et autres mesures indispensables pour mettre en œuvre la réforme et sortir du flou et de l'imprévisibilité réglementaires. A l'actif, on peut dire que, maintenant que les blocages juridiques à la privatisation directe ont disparu, les pouvoirs publics pourront appliquer un programme sans être entravés par les contraintes et subtilités inhérentes aux accommodements nécessaires pour permettre une participation indirecte du secteur privé. L'aptitude du gouvernement à prendre ses distances avec la politique antérieure et, dans l'idéal, le fait qu'il puisse éviter de recourir aux garanties du Trésor pour crédibiliser les transactions en question seront déterminants dans ce contexte.

#### **4. Prix et résultats**

Avant la mise en œuvre de la nouvelle loi sur le marché de l'électricité, TEDAS a proposé des tarifs définitifs de la distribution et de la vente au consommateur final qui ont été approuvés par le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles. Ces tarifs sont identiques sur tout le territoire national, avec néanmoins quelques différences "officielles" entre l'est et l'ouest, destinées à privilégier les régions en développement. Avant l'adoption de la nouvelle loi sur le marché de l'électricité, il n'existait pas de politique officielle concernant l'importance de cette péréquation est-ouest et son évolution dans le temps. Il est proposé dans la nouvelle loi de recourir à un mécanisme d'aide financière contrôlé par le Conseil des ministres. Les tarifs de TEDAS ont à peu près doublé en monnaie locale au cours de l'année 2000. Sachant que cette hausse correspond à un taux d'inflation de 88.6 % , il s'agit d'une augmentation significative en prix réels nécessaire pour rétablir l'équilibre financier des activités de TEDAS. Les autres entreprises de distribution pratiquent des tarifs identiques à ceux de TEDAS.

**Figure 1. Prix de l'électricité en Turquie et dans une sélection de pays Membres de l'OCDE**



**US\$ par kWh**    **Tarif domestique/tarif industriel**  
 Tarif industriel  
 Tarif domestique  
 Rapport

Source: IEA, Energy Prices and Taxes – Statistiques trimestrielles, troisième trimestre 2001 – Partie II, tableaux D19 et D20. Il s'agit des dernières statistiques annuelles disponibles.

Les tarifs industriels en Turquie sont comparables aux tarifs domestiques, ce en quoi ils diffèrent des marchés plus ouverts où les prix industriels sont souvent de la moitié des tarifs domestiques. Ces plus faibles tarifs industriels s'expliquent par le moindre coût unitaire de la fourniture de grandes quantités d'électricité aux clients industriels. On en déduira par conséquent que la structure tarifaire actuelle suppose d'importantes subventions croisées entre l'industrie et le secteur des ménages. Bien que l'instabilité financière de TEDAS et de TETAS complique le calcul de ces subventions croisées, ces dernières paraissent plus importantes que dans la plupart des autres pays (voir Figure 1). Une péréquation de cet ordre ne pourra subsister sur un marché plus ouvert car les gros consommateurs éligibles seront fortement incités à choisir le marché concurrentiel pour éviter de payer ces subventions aux clients captifs. L'arrivée de la concurrence, le rééquilibrage des tarifs et les mécanismes employés pour résoudre la question des coûts échoués (voir plus bas) sont des problèmes interdépendants. Le rééquilibrage des tarifs est indispensable pour éviter les distorsions sur le marché concurrentiel.

**Tableau 1. Compte de résultat de TEAS**

<b>Année</b>	<b>Bénéfice/perte bruts (millions d'USD)</b>	<b>Bénéfice/perte (cent/kWh)</b>
1994	-352.69	-0.54
1995	103.21	0.14
1996	103.16	0.13
1997	9.69	0.01
1998	-94.62	-0.10
1999	-146.82	-0.16
2000	-656.82	

**Tableau 2. Coûts nets de production et tarifs de TEAS en 2000**

<b>Energie</b>	<b>Coût (cent/kWh)</b>
Centrales thermiques	4.19
dont: Houille	4.55
Lignite	3.46
Gaz naturel	4.22
Centrales hydrauliques	0.20
Moyenne	2.60
<b>Clientèle</b>	
Haute tension	6.55
Moyenne tension/basse tension	6.82
Distributeurs hors TEDAS	3.52-4.09
TEDAS	3.79
Moyenne	3.87
NB : Tarif moyen de TEDAS	6.47

Source: Statistiques de TEAS sur la production et le transport d'électricité en Turquie, 2000.

La situation financière de TEAS/TEDAS (et par conséquent dans une certaine mesure de BOTAS – voir chapitre sur le gaz) est mauvaise. La situation de TEAS se détériore ; les pertes atteignaient 656 millions d'USD en 2000. La comptabilité de 2000 (voir tableau 2) révèle que les coûts de production et le prix de vente de TEAS à son principal client TEDAS étaient globalement en équilibre. Cependant, deux points importants méritent d'être signalés. Tout d'abord, si le coût moyen de production est faible, c'est grâce à l'hydraulique, car le coût moyen de la production thermique est comparable au prix de vente demandé par TEAS à TEDAS. En outre, on a estimé à 6.13 cents d'USD/kWh le coût moyen de l'électricité achetée par TEAS en 2000<sup>18</sup>. Ce montant ne correspond pas seulement aux coûts des contrats BOT, mais au total obtenu pour les contrats BOT, les filiales de TEAS, les importations, etc. Les coûts élevés de certains de ces contrats s'expliquent en partie par le fait que ces contrats n'ont pas été soumis à l'origine à une procédure concurrentielle de sélection. En outre, sur toute la durée du contrat, les prix doivent être suffisamment élevés pour permettre à l'investisseur de récupérer les capitaux qu'il a initialement investis. Or, dans ces contrats, il est prévu que l'investisseur récupère sa mise avant que l'installation soit économiquement amortie. Par conséquent, les tarifs sont initialement élevés, puis tombent à un niveau inférieur au prix qui serait demandé si l'on tenait compte de l'amortissement économique réel. Il s'agit là d'un cas de figure

représentatif de ce que l'on peut attendre dans une situation présentant un risque réglementaire élevé - en fait, les prix initiaux pourraient être considérés comme une prime d'assurance payée aux investisseurs privés.

Les contrats BOO/BOT/TOOR comportent des dispositions "take or pay". Or, dans la situation actuelle de pénurie, les groupes correspondants sont appelés dans les mêmes conditions que les autres. Par conséquent, pris isolément, TEAS accuse des pertes substantielles pour ses positions sur les contrats BOT/BOO/TOOR puisque le prix auquel il revend son électricité est inférieur à ses coûts. TEAS (TETAS aujourd'hui) est donc pris en étau entre, d'une part, la participation de plus en plus prononcée du secteur privé (une "privatisation" qui le laisse en fait exposé au risque commercial) et, d'autre part, les diverses contraintes que représentent les prix auxquels il revend cette électricité à TEDAS, ce qui revient en fait au tarif pratiqué par ce dernier. On aura besoin de construire de nouveaux moyens de production pendant plusieurs années en recourant largement à l'investissement privé étant donné la situation budgétaire du pays. La situation financière de TEAS ne peut que se détériorer encore si aucun changement n'intervient. L'estimation donnée par la Banque mondiale dans le Country Economic Memorandum donne un ordre de grandeur du problème. En l'absence de réforme, de nouveaux moyens de production privés bénéficiant de garanties seront construits, et les pertes résultant de ces contrats passeront de près de 500 millions d'USD à 1 500 millions d'USD d'ici 2010, soit un montant cumulé de plus de 8 000 millions d'USD.

Deuxièmement, tandis que TEDAS bénéficiait en 1999 d'une marge brute de plus de 3 cents US/kWh correspondant à la différence moyenne entre le prix d'achat et le prix de vente de l'électricité, elle n'est plus capable de payer l'électricité à TEAS qu'avec d'importants retards. Cette faiblesse de TEDAS est due au vol d'électricité ou au règlement tardif des factures. D'où pour TEAS une importante dette assortie de problèmes de liquidités la contraignant à reporter le paiement à BOTAS de son gaz naturel et aux entreprises sous contrat BOT et BOO celui de l'électricité. On comprend donc pourquoi des investisseurs étrangers ne souhaitent pas prendre place dans ce secteur sans bénéficier de garanties du Trésor. Au bout du compte, c'est en fait le budget qui doit supporter les pertes accumulées tout au long du système, une situation aux antipodes de l'effet recherché en investissant des capitaux très importants dans le secteur, à savoir un flux de recettes raisonnable pour le budget.

## **5. Problèmes réglementaires**

Le régime réglementaire et la structure du secteur électrique sont en pleine transformation. Il s'agit de libéraliser le secteur et, pour l'Etat, de se retirer progressivement des segments potentiellement concurrentiels, notamment de la production et de la distribution/vente au consommateur final. Ce programme concorde en général avec la tendance observée dans les pays Membres de l'OCDE et vise à harmoniser le système turc avec les directives européennes sur l'électricité et le gaz, dans la perspective de l'adhésion.

La réussite ou l'échec de cette conception dépendra de deux types de facteurs. Premièrement, la qualité du nouveau régime réglementaire et l'environnement concurrentiel qui en découle. Deuxièmement, le nouveau système partira d'un bon pied si, comme nous l'avons vu précédemment, la sortie du régime actuel s'effectue dans de bonnes conditions. De toute évidence, la politique dans ce secteur doit prendre un nouveau départ ; la changer petit à petit ne suffira pas. Les réformes prévues tendent manifestement vers ce résultat.

Il est fort probable qu'à moyen terme l'électricité devienne plus chère pour de nombreux consommateurs si l'on veut que l'industrie atteigne la stabilité financière indispensable pour pouvoir consentir les investissements nécessaires à la sécurité de l'approvisionnement. Divers facteurs détermineront l'importance des variations de prix indispensables : la nécessité de rééquilibrer les tarifs entre la clientèle industrielle et domestique ; l'importance des coûts échoués et les mécanismes adoptés pour les récupérer ; le rythme auquel les pertes excessives subies par le secteur de la distribution seront absorbées ; la nécessité de rétablir la santé financière de toutes les activités de la chaîne allant de TEDAS à TETAS, de TETAS à EÜAS et aux BOT, et d'EÜAS et des BOT à BOTAS, ainsi que le succès du programme de réformes. Une réforme bien conçue dans le secteur de l'électricité aura des effets sur les résultats économiques dont bénéficieront les clients industriels et commerciaux comme les ménages. A long terme, cela signifie des coûts moindres (grâce aux progrès de l'efficacité), des prix inférieurs pour la clientèle industrielle et commerciale, une fiscalité moins lourde pour les ménages à mesure que seront abandonnées les subventions inutiles, une plus grande fiabilité, un service de meilleure qualité, davantage de choix pour les consommateurs et plus d'innovation *qu'en l'absence de réformes*. Si les prix sont excessivement bas dans la structure antérieure à la réforme, ils augmenteront au moment de la libéralisation. Toutefois, par les progrès de l'efficacité qu'elle entraîne, la libéralisation signifie aussi que la hausse des prix qui interviendra dans ces circonstances sera moindre que celle qui aurait été nécessaire pour instaurer un système durable dans le régime précédent.

La libéralisation de l'industrie de l'électricité n'apportera tous les fruits de la concurrence que si cette dernière s'instaure réellement dans les secteurs où elle est possible. Pour stimuler la concurrence, il importe de concevoir préalablement avec soin les cadres réglementaires et institutionnels dans lesquels opéreront les marchés spécialisés de l'électricité, la régulation des éléments du monopole naturel ainsi que les outils destinés à empêcher l'exercice de pouvoirs de marché. Dans le cas de la Turquie, les entreprises publiques actuelles continueront au début de dominer le marché nouvellement libéralisé, et les excédents de capacité seront très limités. Il sera donc impératif d'éviter les abus de pouvoirs de marché pour empêcher les prix de grimper, ce qui, dans un premier temps, nécessitera une réglementation importante des entreprises en position dominante y compris sur les segments libéralisés auxquels elles participent, comme la production et le négoce. Par ailleurs, il conviendra de réaliser des arbitrages délicats chaque fois que l'adoption de dispositifs moins concurrentiels peut faciliter la récupération des coûts échoués ou permettre à l'Etat d'enregistrer davantage de recettes de la privatisation. Ce n'est qu'avec réticence que l'on devra alors accepter de renoncer aux avantages de la concurrence.

Créer des marchés concurrentiels de l'électricité est chose difficile. Il faut mettre en place le cadre réglementaire dans lequel fonctionneront ces marchés, car il ne s'instaure pas naturellement. Les décisions concernant certains éléments de la réforme - structure du secteur, tarification du transport, conception du marché, conception des institutions, règlement du problème des coûts échoués et obligations de service universel - doivent être cohérentes car la conception de chacun de ces éléments a des effets sur ce qui est possible ou souhaitable pour les autres. En outre, ces décisions doivent tenir compte de la structure physique du secteur électrique existant et des autres secteurs connexes, ainsi que de leur environnement matériel, juridique et économique. La réforme du secteur de l'électricité doit s'accompagner d'autres réformes de l'économie, par exemple de la mise en place de marchés efficaces des énergies et combustibles.

Il est essentiel de décider à un stade précoce des réformes structurelles et de la conception du marché. En effet, une fois les réformes en place, il est très difficile de modifier la structure de l'industrie, car le transfert ou la modification des droits de propriété, dont le respect conditionne tout investissement privé ultérieur, revient alors très cher. De nombreuses décisions relatives à la conception, qui semblent à première vue des détails, peuvent avoir des conséquences graves sur le succès de la réforme. Les erreurs risquent de coûter cher et de persister longtemps car elles concernent des décisions d'investissement dont la durée économique peut atteindre 40 ans.

Pour qu'il y ait concurrence, l'infrastructure matérielle doit être renforcée. Le comptage tout autant que la facturation sont essentiels pour le marché libre. Le comptage en temps réel des transits sur les réseaux de transport (et de distribution) imputables aux producteurs et aux clients grossistes est essentiel à l'équilibre du système lorsqu'il existe une concurrence sur le marché de gros entre producteurs et clients éligibles. L'absence de comptage en temps réel de la consommation des gros consommateurs des entreprises de distribution est un aspect technique qu'il convient de régler avant de pouvoir mettre en place la concurrence sur le marché de détail. Pour réaliser des gains d'efficacité grâce à la concurrence sur le marché et à l'amélioration de la régulation économique, les participants doivent bénéficier d'incitations économiques adaptées. Le défaut de paiement ou l'absence de comptage faussent les comportements des agents économiques. L'absence de compteurs individuels signifie que les consommateurs n'ont pas moyen de surveiller leur consommation, qu'ils n'ont aucun intérêt à économiser l'énergie et qu'ils s'exposent à voir leur alimentation coupée, s'ils ne paient pas, par l'organisme responsable envers l'entreprise d'électricité.

La nouvelle loi sur le marché de l'électricité est entrée en vigueur au mois de mars 2001. Elle a pour objectifs de mettre en place un marché transparent et concurrentiel de l'électricité, d'assurer la stabilité de la fourniture et de livrer une électricité de bonne qualité, bon marché et écologique. Les nouvelles dispositions reprennent les objectifs de l'ancien régime, à savoir la privatisation et l'introduction de capitaux privés et l'amélioration de l'efficacité de la production et de la distribution. On peut raisonnablement penser que le nouveau régime sera plus efficace dans ces domaines que l'ancien. Le plus important, dans le nouveau dispositif, tient au rôle primordial de la concurrence sur le marché. La loi établit un cadre pour la création des institutions et résout les problèmes de régulation structurels comme suit :

- Il est créé une nouvelle autorité indépendante de régulation du marché de l'énergie (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu - EPDK), dirigée par un conseil de régulation du marché de l'énergie<sup>19</sup>, qui reprend les fonctions de réglementation du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.
- Les participants à des segments définis du marché (production, transport, distribution, gros (négoce) et détail) devront posséder une autorisation. Les droits et obligations spécifiques de ces participants découleront des conditions inscrites dans ces autorisations.
- La loi impose la conclusion de contrats bilatéraux entre les participants au marché et, par voie de conséquence, suppose la création d'un mécanisme d'ajustement pour l'exploitation du réseau de transport. Il est exclu de recourir à un marché de gros obligatoire du type pool.
- Elle identifie les consommateurs éligibles comme étant ceux qui sont directement raccordés au réseau de transport ou ceux dont la consommation annuelle dépasse 9 GWh (environ 20 % du marché en 1999) et qui seront, à compter du mois de mars 2003, libres de choisir leur fournisseur d'électricité. L'autorité de régulation a le pouvoir d'étendre peu à peu l'éligibilité à de nouvelles classes de consommateurs, l'objectif étant, semble-t-il, que tous les consommateurs soient finalement libres de choisir leurs fournisseurs. Aucun calendrier n'a été précisé.

- La loi envisage la séparation de TEAS en trois entreprises différentes responsables des composantes fonctionnelles de la production, du transport et du négoce.
- Elle prévoit un régime d'accès réglementé non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution.
- Elle impose l'établissement et l'approbation de codes réglementaires spécifiques pour le transport, la distribution et la vente au consommateur final et le marché de l'ajustement à court terme.
- Elle régit la privatisation ultime du secteur, à l'exception du réseau de transport et de son exploitation. Le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles présentera à l'administration chargée des privatisations des propositions concernant la privatisation des actifs de production et de distribution conformément à la loi de privatisation 4046. Les investisseurs étrangers ne pourront avoir une majorité de contrôle dans les secteurs de la production, du transport et de la distribution.
- Elle règle certains problèmes de transition et notamment les échéances établies pour l'exécution des contrats BOT et TOOR relevant du régime réglementaire antérieur (comme nous l'avons vu précédemment, ces dates butoirs ont été ultérieurement annulées).

La loi sur le marché de l'électricité peut être considérée comme une loi-cadre. Les détails tels que les procédures d'autorisation, le fonctionnement et les règles de fonctionnement du marché, les mécanismes de tarification, les contrats pour différences, les plans de privatisation et les mécanismes de récupération des coûts échoués seront réglés par des textes d'application ou des décisions ultérieures. La période préparatoire de deux ans (prolongée), couvrant de mars 2001 à 2003, définit l'échéance à laquelle ces problèmes devront être réglés. Avant la nomination effective des membres de l'autorité de régulation en novembre 2001, le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles avait entamé un premier travail de conception. Nous en développerons ci-après quelques aspects.

### **5.1. *L'autorité et le conseil de régulation du marché de l'énergie***

L'Autorité de régulation du marché de l'énergie (EPDK) et son organe de décision officiel, à savoir le Conseil de régulation du marché de l'énergie, ont les compétences suivantes : délivrer les autorisations détaillant les droits et obligations des participants industriels ; approuver, modifier et faire respecter les règles et normes de fonctionnement ainsi que les codes relatifs aux réseaux, à la distribution et aux services aux consommateurs ainsi que les codes d'ajustement et de règlement des écarts ; assurer le règlement des litiges<sup>20</sup> ; établir les principes de tarification et la régulation concernant les prix de gros, les tarifs de transport, les tarifs de la distribution et de la vente au consommateur final ; surveiller les marchés ; et veiller à ce que les intervenants sur le marché respectent les dispositions de la loi et les conditions spécifiées dans les autorisations.

La nouvelle Autorité de régulation du marché de l'énergie (EPDK) a été créée au mois de novembre lorsque le Conseil des ministres a nommé les sept membres du Conseil. Les membres de ce Conseil doivent posséder un diplôme universitaire dans des domaines spécifiés et au moins dix ans d'expérience dans le secteur privé ou public et doivent, en outre, s'être distingués dans leur domaine de compétences. Ils sont nommés pour six ans et peuvent être réélus. Dans le cas de l'EPDK, ce ne sont pas les organisations industrielles ou politiques qui proposent des candidats au Conseil. Quatre membres du Conseil de l'autorité, dont le Président, étaient de hauts représentants de l'administration, deux sont des universitaires et le dernier était directeur d'une grande entreprise publique.



Il existe des règles contraignantes concernant les activités et les intérêts des membres du Conseil. Ces derniers ne peuvent pas exercer d'autres activités professionnelles dans les deux ans qui suivent la fin de leur mandat, ils ne peuvent être employés par une entreprise du secteur de l'électricité ou du gaz naturel, ni détenir des actions de cette entreprise, ni avoir de relations, directes ou indirectes et lucratives avec un organisme de ce type, ni participer au négoce du gaz ou de l'électricité. Ils ont obligation de se dessaisir de toute participation dans ces organismes au profit de personnes autres que des membres de leur famille. Il existe également des règles concernant l'emploi de membres de leur famille par des organismes intervenant sur les marchés du gaz et de l'électricité. Les membres du Conseil de l'EPDK ne peuvent être révoqués que par décision du Conseil des ministres, dans des cas particuliers de faute lourde ou d'incapacité. L'EPDK présente au ministère un rapport annuel où elle rend compte de ses activités. Le droit ne dit pas si ce rapport annuel doit être publié. L'autorité de régulation produit un autre rapport annuel sur le développement du marché et le soumet au ministère. Le ministère de l'Energie et des Ressources naturelles n'a pas obligation de publier ce rapport annuel, bien que l'autorité de régulation ait l'intention de publier un rapport sur son site Web (expurgé de toute information confidentielle).

Les règles détaillées du fonctionnement de l'Autorité de régulation seront précisées dans des textes d'application qu'il est prévu de soumettre à consultation publique d'ici la fin du mois de mai 2002. L'Autorité de régulation aura fort à faire dans les premières étapes de la création du marché. Avant tout, et parallèlement à la simple exécution des fonctions qui lui sont prescrites, elle devra asseoir sa crédibilité et acquérir la réputation d'un établissement réglementaire efficace. De multiples facteurs détermineront cette crédibilité - l'EPDK ne doit pas se contenter d'assurer les fonctions qui lui sont imparties, mais être perçue comme travaillant dans la transparence, de manière objective et impartiale, stable et prévisible, conformément à la loi. A cet égard, la façon dont elle communique avec le marché jouera un grand rôle.

L'Autorité de régulation est tenue par la loi de consulter les organismes autorisés opérant sur le marché avant de réglementer. La loi ne contient pas de précisions quant au mode consultation, à l'avis rendu par l'autorité, à la durée ou à l'issue du processus. Le rapport de référence du chapitre 2 consacré à l'amélioration de la gouvernance réglementaire souligne plusieurs points importants à corriger dans les mécanismes de consultation. Ces observations s'appliquent également au secteur énergétique, comme en témoigne le fait que la consultation du secteur privé organisée avant l'adoption de la loi sur le marché de l'électricité n'a duré que dix jours. Il est heureux que la nouvelle loi exige de l'Autorité de régulation d'organiser des consultations. De nouvelles consultations ont d'ailleurs été engagées pour la phase actuelle de la conception du marché et de la préparation des textes d'application. L'Autorité de régulation a entrepris de rédiger, en consultation avec des organismes publics un manuel sur la "mise en œuvre du marché" où elle aborde divers aspects de la conception du marché et établit une liste des textes d'application nécessaires. Ce manuel sera ouvert à la discussion sur le site Web de l'EPDK ([www.emra.org.tr](http://www.emra.org.tr)). Les commentaires d'intervenants potentiels sur le marché seront pris en compte dans la dernière version du manuel.

L'Autorité de la concurrence sera financée par les droits perçus sur les autorisations, une surtaxe sur les tarifs de transport et 25 % des amendes administratives pour violation des conditions des autorisations (plafonnée à 10 % du chiffre d'affaires annuel du détenteur de l'autorisation). L'Etat peut apporter un financement complémentaire, le temps que les revenus de l'Autorité de régulation suffisent à couvrir ses dépenses. L'autorité est habilitée à demander aux industriels intervenant sur le marché toute information ou document qui lui semblerait nécessaire pour remplir ses fonctions. Les décisions du Conseil, d'ordre pécuniaire ou réglementaire, peuvent faire l'objet d'un recours en appel ou en cassation devant le Danistay. Les tribunaux ne sont pas toujours bien armés pour réglementer ou revoir des décisions réglementaires étant donné la technicité des problèmes à l'origine du différend et la nécessité d'un règlement rapide des problèmes en suspens. Dans de nombreux pays, il n'est pas

possible de laisser les tribunaux trancher des litiges si cela peut être fatal à un nouveau producteur, dont l'accès au réseau de transport serait de ce fait retardé, par exemple. C'est pourquoi, plusieurs pays ont mis en place une instance d'appel constituée d'experts des problèmes de régulation. La difficulté, lorsque l'on adopte ce type de dispositif, consiste à éviter de déplacer le centre de décision normal de l'Autorité de régulation vers l'instance d'appel et à empêcher que l'appel soit purement dilatoire.

Les membres de l'Autorité de régulation sont des fonctionnaires, dont la rémunération n'est pas soumise aux règles de la fonction publique. Cependant, le salaire des membres du Conseil ne peut dépasser le montant correspondant au grade le plus élevé du fonctionnaire de plus haut rang. Il importe d'introduire une certaine souplesse dans les salaires des membres de l'EPDK. Réguler un marché de l'électricité est une tâche complexe, aussi les régulateurs des pays Membres de l'OCDE éprouvent-ils souvent des difficultés à attirer et à garder des équipes suffisamment compétentes. Ces compétences sont appréciées sur le marché, notamment sur le segment réglementé, et il y va de la qualité de la régulation du secteur et, par ricochet, des performances économiques du pays, que le régulateur dispose en interne de l'expertise nécessaire. Cela implique, par conséquent, d'abandonner les méthodes traditionnelles de sélection et de promotion des fonctionnaires et d'opter pour une sélection strictement fondée sur le mérite et une gestion du personnel en fonction de ses performances. Pour la crédibilité de l'administration publique, le personnel de l'Autorité de régulation doit être jugé mériter son salaire.

L'approbation de l'Autorité de régulation est exigée pour tout transfert de plus de 10 % du capital d'une entreprise opérant sur les marchés de l'électricité (ou du stockage de gaz) (5 % pour cent s'il s'agit de la société faisant appel à l'épargne publique) ou pour la fusion de ces entreprises ou toute autre concentration ou modification de la participation majoritaire dans une de ces entreprises. Cependant, cela ne signifie pas que l'Autorité de régulation se substituera à l'Autorité de la concurrence lorsqu'il s'agit d'autoriser une fusion relevant de l'article 7 de la loi sur la protection de la concurrence. L'Autorité de la concurrence conserve ses prérogatives dans le domaine de la prévention des abus de pouvoir de marché et de l'approbation des fusions et acquisitions sur les marchés de l'électricité du gaz.

Depuis la création de l'EPDK, la mission du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles est recentrée sur l'élaboration et l'application des politiques énergétiques générales, les propositions de privatisation, les politiques en matière d'importation et d'exportation et la garantie de la sécurité d'approvisionnement au moyen de subventions et d'incitations.

## **5.2 Codes de marché et de réseau – gouvernance réglementaire**

Les règles, normes, procédures et principes de raccordement aux réseaux de transport et de distribution et leur utilisation et les règles concernant les services aux consommateurs sont établies respectivement par TEIAS et TEDAS en consultation avec les clients qui sont raccordés respectivement au réseau de transport et aux réseaux de distribution comme convenu dans les autorisations. Ces codes sont alors approuvés par l'Autorité de régulation. Il s'agit là d'un mode de fonctionnement courant. De même, la réglementation sur l'ajustement et le règlement des écarts, qui établit les procédures et principes détaillés de l'ajustement en temps réel et de la compensation financière incombera à TEIAS et sera approuvée par l'Autorité de régulation. Ce dispositif pourrait créer un problème si l'Autorité de régulation se trouve dans l'incapacité d'apporter des modifications et doit se contenter d'approuver les propositions de changement émanant de l'industrie. Ce fut le cas au Royaume-Uni où les problèmes de gouvernance du Pool ont bloqué des propositions de changement qui étaient contraires à des intérêts puissants et ont finalement nécessité une réforme complète du dispositif.

Aucune réforme d'un marché de l'électricité ne s'est déroulée sans problème ni conséquence imprévue. C'est pourquoi, il est essentiel d'intégrer aux programmes de réforme des mécanismes permettant d'assurer la transition au marché concurrentiel de façon à résoudre en temps opportun les problèmes qui pourraient survenir, à rectifier les règles et codes du marché et, le cas échéant, à adopter des mesures destinées à atténuer des effets des défaillances du marché, le temps que les causes de ces défaillances soient éliminées. Les marchés de l'électricité sont par nature volatils. L'offre et la demande sont très inélastiques à court terme, l'électricité ne peut être stockée et les groupes de production sont très gourmands en capitaux et lents à réagir aux variations de la demande. Dans ces circonstances, des réformes partiales, incomplètes ou qui manquent de cohérence interne présentent un risque de défaillance réglementaire entraînant une hausse excessive et une grande volatilité des prix. Néanmoins, cette défaillance réglementaire peut servir les intérêts de certains participants qui, à condition d'être en position de force dans les structures de gouvernance de l'industrie, peuvent interdire tout changement et, partant, la résolution des problèmes.

### 5.3 *Séparation verticale et horizontale*

L'industrie électrique recouvre diverses activités dont certaines relèvent du monopole naturel (le transport et la distribution dans une zone de desserte) et d'autres sont, en puissance du moins, concurrentielles (la production et la fourniture). Toute participation croisée entre ces activités peut fausser la concurrence des activités potentiellement concurrentielles. Par exemple, le propriétaire du réseau de transport qui exploite également des installations de production est incité à empêcher d'autres producteurs d'avoir accès au réseau de transport dans la mesure où cela lui permet de tirer des bénéfices excessifs de ses activités de production. Toute discrimination au niveau de l'accès au réseau de transport qui pourrait découler de l'intégration verticale du transport et de la production augmente le coût total du système, car cela signifie que l'on n'utilise pas le moyen de production le moins cher, ce qui peut provoquer des distorsions de la concurrence en amont ou en aval. Cette discrimination peut résulter d'une variété de relations verticales entre les différents secteurs de l'industrie. La "séparation de la propriété", qui veut que les différents secteurs de l'industrie appartiennent à différents propriétaires, est une solution qui élimine toute incitation à opérer une discrimination. D'autres solutions, d'une efficacité moindre, consistent à combiner la régulation à une forme moins radicale de séparation (qui peut aller de la séparation comptable à la séparation juridique) n'éliminent pas l'incitation à la discrimination, mais rendent la discrimination plus difficile.

Des autorisations séparées sont exigées pour la production, le transport, la distribution et les activités de gros et de détail, et des comptes séparés doivent être établis pour chaque activité et site autorisé. Les demandes d'autorisation doivent être déposées à la fin de la période préparatoire. La loi comporte aussi plusieurs dispositions structurelles qui imposent une séparation plus stricte. Par exemple, un producteur n'a pas le droit d'exercer d'autres activités, ce qui devrait exiger une séparation juridique. Une entreprise de transport ne peut pas non plus entreprendre d'autres activités sur le marché. TEAS a été subdivisée en trois entreprises, de transport, de négoce et de production. En outre, les actifs de production et de distribution seront privatisés en application de la loi de privatisation, comme le prévoit la loi sur le marché de l'électricité. Plusieurs dispositions exigent cette séparation et empêchent la concentration du marché. Par exemple, une entreprise de production *privée* ne peut détenir plus de 20 % de la puissance installée totale comptabilisée l'année précédente. Les autoproducteurs ne peuvent normalement vendre plus de 20 % de leur production, éventuellement 30 % s'ils obtiennent une autorisation de l'Autorité de régulation, faute de quoi ils devront assumer les responsabilités d'un producteur autorisé. Les entreprises de distribution peuvent produire 20 % au maximum de la consommation mesurée l'année précédente dans leur région. Par conséquent, la Turquie a choisi d'imposer une séparation verticale assez poussée des différents segments de l'industrie, ce qui permettra d'alléger la tâche réglementaire par rapport à ce qui se serait produit si l'intégration verticale avait été maintenue. Néanmoins nous devons apporter deux bémols à ce jugement :

- Avant la privatisation des actifs de production, la production et le transport resteront intégrées entre les mains d'entreprises publiques. En outre, l'entreprise de négoce restera dominante sur le marché de gros (comme nous le verrons ci-dessous). Par conséquent, il y a un risque de conflit d'intérêt au niveau de l'Etat qui peut s'exercer à l'encontre des nouveaux entrants sur le marché de la production, car ces derniers seront alors en concurrence avec les entreprises publiques de production et de négoce pour la fourniture des consommateurs éligibles.
- L'intégration des activités de distribution et de vente au consommateur final des entreprises de distribution sera maintenue. Dans ce cas, la concurrence ne pourra parvenir aux clients finals éligibles que grâce aux nouveaux entrants sur les marchés de gros et de détail et aux entreprises de distribution exerçant hors de leur zone de desserte. Les nouveaux entrants devront, pour ce faire, avoir accès aux lignes de distribution. A cet égard, la Turquie compte sur la séparation des activités de transport sur les lignes et de vente au consommateur final dans la comptabilité des distributeurs. Il s'agit là d'une séparation minimale, son extension pourrait être envisagée ultérieurement. Le Royaume-Uni vient d'exiger la séparation juridique entre les services aux consommateurs (détail) et l'infrastructure (distribution), car elle a constaté que certaines entreprises se spécialisent sur l'un ou l'autre segment, ce qui revient à dire qu'au delà d'un certain point, l'industrie peut naturellement tendre vers une séparation des actifs.

Türkiye Elektrik İletim (TEIAS) reprend les actifs de transport (ainsi que les créances associées) et assume les fonctions de gestionnaire de réseau, à savoir le fonctionnement du système en temps réel dont le dispatching et l'ajustement en temps réel. TEIAS sera également opérateur de marché responsable du système de règlement des écarts<sup>21</sup>. C'est à TEIAS qu'il incombe également de réaliser les investissements dans le réseau conformément à un plan établi d'après les projections de la capacité de production et les projections de la demande des entreprises de distribution, qui seront soumises à l'approbation de l'Autorité de régulation. Il est également possible d'être alimenté par une ligne directe à condition de conclure un contrat standard de raccordement et un contrat de réglage du transport avec TEIAS.

Aux termes de la nouvelle loi, Türkiye Elektrik Üretim Anonim A.S (EÜAS) reprend toute la capacité de production de TEAS (hydraulique et thermique) et les centrales appartenant à la Direction générale des aménagements hydrauliques nationaux (DSI) qui n'ont pas été transférées au secteur privé dans le cadre de contrats TOOR (avec des créances associées). EÜAS peut construire de nouvelles centrales conformément aux projections approuvées par l'Autorité de régulation et compte tenu des investissements privés. Cette disposition pourrait fonctionner comme un mécanisme de sauvegarde destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement si les investissements privés faisaient défaut pour une raison ou pour une autre. EÜAS sera donc le producteur dominant jusqu'à ce que ses actifs de production soient privatisés.

La nouvelle entreprise Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhut AS (TETAS) prend la succession de tous les contrats d'achat et de vente d'énergie de TEDAS et de TEAS. Ces contrats recouvrent tous les contrats d'achat et de vente d'énergie conclus dans le cadre des BOT, BOO et TOOR ainsi que tous les contrats d'exportation et d'importation. A une échéance maximale de cinq ans après la période préparatoire (c'est-à-dire jusqu'au mois de septembre 2007), comme l'a décidé l'Autorité de régulation, EÜAS vendra toute l'électricité qu'elle a produite à TETAS, ce qui fera de cette dernière le grossiste dominant sur le marché. L'existence des grossistes privés est admise, mais ces derniers ne peuvent détenir des parts de marché supérieures à 10 % de la consommation de l'année précédente. La position dominante d'EÜAS et de TETAS et l'obligation de vente d'EÜAS à TETAS doivent permettre la récupération des coûts échoués des contrats BOT, BOO et TOOR. Il s'agit là d'un important élément

du programme de réformes, comme nous le verrons ci-dessous. Cette prédominance d'EÜAS et de TETAS exigera la vigilance de l'Autorité de régulation y compris sur les marchés de gros et de l'ajustement. L'Autorité de la concurrence devra également veiller à éviter, sur les nouveaux segments concurrentiels du marché, tout comportement prédateur susceptible d'empêcher l'entrée de nouveaux producteurs et négociants. Par exemple, EÜAS et TETAS, qui contrôlent la quasi-totalité de la puissance hydraulique, sont en position d'évincer de nouveaux producteurs thermiques, si la tarification se contente de fixer des prix plafond.

Les entreprises de distribution se verront spécifier des zones de desserte dans leurs autorisations ainsi que les obligations de fourniture en dernier ressort. La vente au consommateur final, ou la fourniture, est une activité soumise à autorisation séparée, y compris pour les entreprises de distribution. Les entreprises de distribution sont chargées d'effectuer, dans leur zone de desserte, tous les raccordements sans opérer de discrimination à l'encontre de clients faisant appel aux services d'un autre détaillant. Les entreprises publiques de distribution doivent faire approuver leurs investissements par l'Autorité de régulation conformément aux plans approuvés. (La loi incite également les distributeurs ayant bénéficié des TOOR à opter pour le nouvel environnement concurrentiel en les autorisant à autoproduire. Ces entreprises n'ont pas le droit d'autoproduire, sauf si leurs contrats de transfert des droits d'exploitation sont modifiés de façon que la libre concurrence puisse jouer. Elles ne peuvent pas non plus passer des contrats avec les entreprises de production sans que l'Autorité de régulation n'évalue leur situation capitalistique). L'avis technique des entreprises de distribution pertinentes est nécessaire pour obtenir une autorisation de vente au consommateur final, bien que cette dernière ne soit pas attribuée pour une région. Il existe, par conséquent, des problèmes techniques qu'il faudra résoudre, et notamment l'installation d'un système de comptage en temps réel pour les gros consommateurs éligibles qui se tournent vers d'autres fournisseurs.

TETAS, les grossistes privés, les entreprises de vente au consommateur final et les distributeurs en possession d'autorisations de vente au consommateur final peuvent importer et exporter avec l'accord de l'Autorité de régulation qui prendra l'avis technique du ministère de l'Energie et des Ressources naturelles.

#### **5.4 Concurrence structurelle à la production et coûts échoués**

A court terme, la possibilité de voir apparaître une concurrence à la production dans les conditions décrites ci-dessus est bien mince. Pour être plus précis, il n'existera qu'un producteur public, et tous les gros producteurs privés actuels ou potentiels ont passé des contrats exclusifs "take or pay" avec TETAS. Les seules fournitures qui pourraient échapper à TETAS viendraient d'importations supplémentaires, de nouveaux investissements privés dans la production et des autoproducteurs (qui ne peuvent vendre plus d'un certain pourcentage de leur production sans assumer toutes les obligations d'un producteur). La concurrence, par conséquent, ne pourra s'instaurer qu'au moment de la privatisation des actifs de production et lorsque la position dominante de TETAS s'affaiblira avec l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché, entre autres.

La structure envisagée dans la nouvelle loi a été conçue de façon à autoriser la récupération des coûts échoués par l'entremise de TETAS, ce qui suppose plusieurs compromis délicats. Les coûts échoués correspondent à des investissements engagés dans le régime réglementaire précédent qu'il ne sera pas possible de récupérer dans un environnement concurrentiel. Ils peuvent résulter de contrats fixant des prix en contradiction avec ceux qui existent sur un marché concurrentiel. Dans le cas de la Turquie, les coûts échoués résultent des anciens contrats BOT, BOO et TOOR. L'un des grands enjeux de la réforme consistera donc à limiter et à mesurer précisément ces coûts échoués et à permettre leur récupération dans des conditions équitables n'interdisant ni l'entrée sur le marché d'acteurs efficaces,

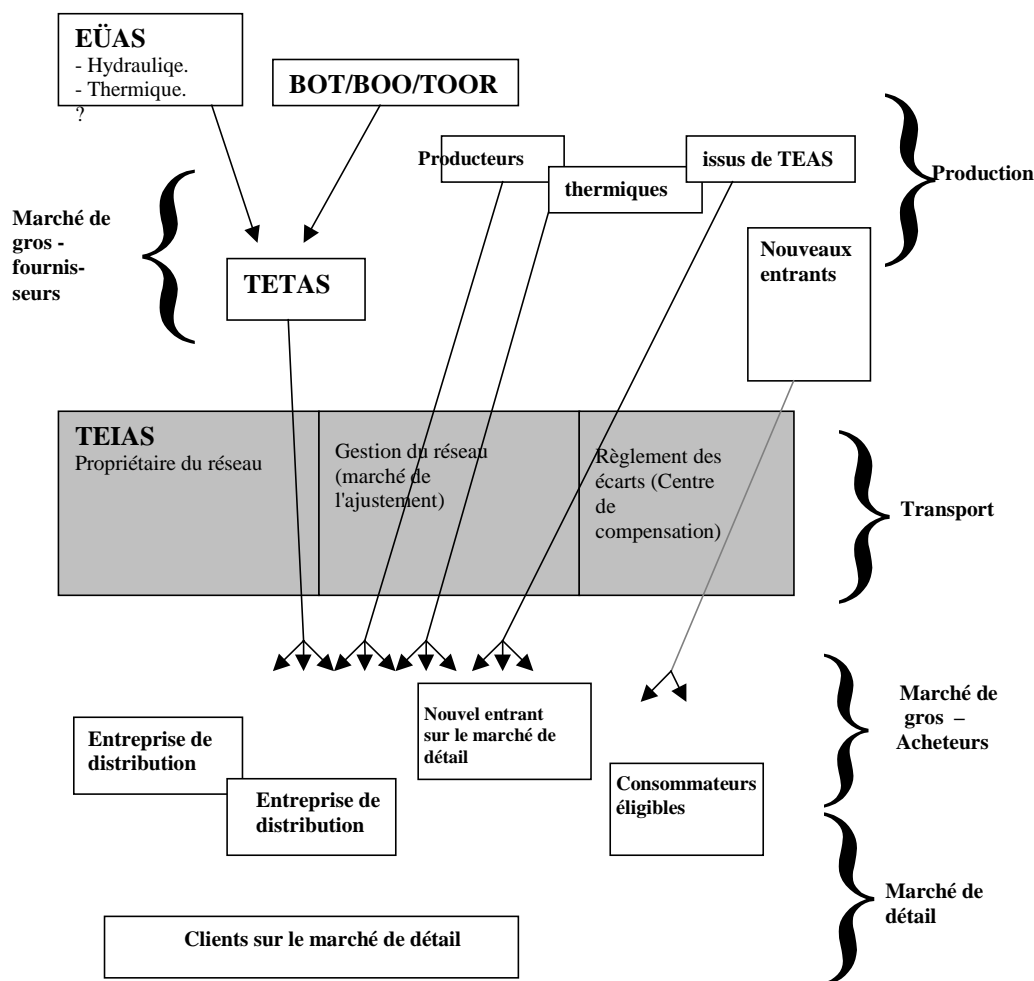
ni l'apparition de la concurrence. Il est important qu'aucun client ne puisse s'y soustraire, en d'autres termes, que ces charges soient réparties équitablement entre tous et que les signaux donnés aux entrants potentiels ne soient pas déformés. Dans l'idéal, la méthode de récupération ne doit pas fausser le dispatching économique de la production. Théoriquement, le problème des coûts échoués peut être réglé de diverses manières : par une subvention de l'Etat, une taxe prélevée sur les consommateurs ou un système de compensation par les bénéfices échoués. Cette dernière approche est celle qu'a adoptée la Turquie. Elle présente des avantages mais aussi des inconvénients.

- C'est l'Etat qui, en renonçant à appliquer des tarifs fondés sur les lois du marché à la production hydraulique bon marché, supporte le poids des coûts échoués. De cette manière, l'Etat assume une bonne partie de ces coûts en tant qu'actionnaire et garant de TEAS, et la réforme épargne le consommateur final. Plus précisément, le dispositif proposé a pour effet de ne pas entraîner une hausse du prix final aussi importante que si les consommateurs devaient supporter ces coûts.
- Il est par essence difficile d'estimer les coûts échoués, car cette opération exige souvent une valorisation des actifs. Or, cette valorisation dépend des prix futurs du marché, bien évidemment inconnus au moment où on les estime. La méthode traditionnelle employée pour récupérer les coûts échoués consiste néanmoins à partir d'une première estimation, puis à percevoir une taxe provisoire auprès du consommateur final, taxe dont le montant ou la durée variera en fonction de l'évolution des prix du marché, et cela tant que les coûts échoués ne seront pas récupérés. Il s'agit là d'une opération complexe à l'origine du fait que les consommateurs puissent percevoir la réforme comme un coût, alors qu'ils paient probablement, au bout du compte, un prix moins élevé qu'en l'absence de réforme. La démarche qui consiste à compenser les bénéfices échoués par les coûts échoués laisse une certaine latitude pour l'estimation des coûts échoués dans la mesure où cette compensation peut se poursuivre *jusqu'à* ce que les coûts échoués réels soient récupérés.
- En Turquie, la santé financière de l'industrie exigera peut-être une hausse des prix, notamment s'il y a pénurie d'électricité. Les coûts échoués seront, dans ce cas, moins importants par rapport aux prix réglementés. Cependant, le fait de demander au consommateur de payer une taxe supplémentaire pour couvrir les coûts échoués peut l'inciter à penser qu'il paye deux fois pour la réforme. De ce point de vue, le système de compensation proposé peut être un moyen de maintenir plus longtemps la politique énergétique.
- Les coûts des contrats BOT et BOO semblent profondément faussés pour ce qui concerne les cinq années qui viennent du fait que la récupération du capital prévue dans les contrats intervient effectivement plus tôt que l'amortissement économique réel de l'installation. Par conséquent, le montant annuel des coûts échoués diminue avec le temps, et il est envisageable de privatiser progressivement les installations hydrauliques et de les mettre sur le marché concurrentiel. Le profil d'évolution temporelle des coûts échoués dessine un enjeu quelque peu différent de ceux rencontrés dans les pays qui ont libéralisé leur marché de l'électricité. En Turquie, il ne s'agit pas seulement de récupérer les coûts échoués, puis de mettre aux enchères la production faisant l'objet de contrats BOO/BOT et TOOR. Au contraire, ces contrats en cours doivent être menés à leur terme, y compris au delà des cinq années qui viennent, lorsque les prix seront inférieurs au niveau nécessaire à l'amortissement économique, sinon les producteurs privés bénéficieraient d'un transfert arbitraire de richesse. Une autre solution consiste à renégocier volontairement ces contrats de telle sorte que l'évolution des prix avec le temps soit conforme à l'amortissement économique et, seulement après, à soumettre aux enchères la production sur le marché libéralisé.

- La solution proposée présente l'inconvénient de laisser les moyens de production existants aux mains des entreprises publiques, si bien que l'on aura des clients éligibles libres mais pas de fournisseur libre. De cette manière, il faudra attendre, pour qu'il y ait concurrence, que les coûts échoués soient récupérés, ou l'entrée de nouveaux producteurs, ou encore que les grossistes puissent importer davantage. Il existe d'autres possibilités de récupérer les coûts (dont le prélèvement d'une surtaxe de transport) qui pourraient accélérer l'avènement de la concurrence, mais qui comporteraient aussi les inconvénients énoncés ci-dessus.

Après de nouvelles évolutions de la politique, le gouvernement turc envisage aujourd'hui une approche moins contraignante susceptible de stimuler la concurrence à une échéance de cinq ans. Il s'agirait de transférer à EÜAS le volume de capacité hydraulique à faible coût nécessaire pour compenser les coûts échoués des contrats BOT, BOO et TOOR lors des ventes d'électricité à TETAS. Le reste des moyens de production hydraulique et les actifs de production thermique d'EÜAS seraient transférés à plusieurs entreprises de production susceptibles de créer une concurrence à un stade précoce. La concurrence à la production s'instaurerait donc un peu plus tôt, avec le dénouement des contrats pour différences<sup>22</sup>. Cette nouvelle solution paraît nettement préférable à celle qui est prévue dans la loi et peut être jugée comme un bon compromis entre des objectifs contradictoires, à savoir un moyen simple de récupérer les coûts échoués et la volonté de renforcer la concurrence. Nous avons représenté sur la figure 2 la structure de l'industrie qui en résulterait :

Figure 2. Structure envisagée pour le marché



Les quantités d'électricité à bas prix produite dans le cadre des contrats BOT, BOO et TOOR et qui seront utilisées pour compenser les coûts échoués dépendent de plusieurs facteurs, notamment de l'importance des contrats TOOR de production et de distribution et de la différence entre le coût de l'électricité fixé dans les contrats BOT, BOO et TOOR par rapport aux prix futurs du marché. Par ailleurs, la valeur attribuée à la production hydraulique dans la comptabilité d'EÜAS et les créances associées se répercuteront sur le prix des ventes de l'électricité d'origine hydraulique à TETAS. L'évaluation détaillée de ces éléments ne relève pas de cette étude, mais on peut néanmoins faire les observations suivantes :

- Etant donné que la production thermique coûte relativement cher, l'associer à la production hydraulique présenterait peu d'intérêt du point de vue de la compensation des coûts échoués. La démarche consistant à créer plusieurs entreprises de production en concurrence n'est pas nouvelle (certains Etats australiens l'ont d'ailleurs adoptée pour l'ouverture à la concurrence de ce secteur). De toute évidence, l'existence de plusieurs entreprises de production à capitaux publics poserait des problèmes de gouvernance, que l'on peut néanmoins résoudre simplement par la privatisation. En fait, il n'y aurait aucun obstacle à la privatisation des actifs non affectés à la récupération des coûts échoués.



- La fait que tous les transferts de droits d'exploitation (TOOR) dans la production et la distribution n'aient pas eu lieu laisse un peu plus de place à la concurrence à la production. Moins il y aura de TOOR et plus faibles seront les coûts échoués et, dans la mesure où les TOOR concernent des moyens de production, ce sont ces actifs qui peuvent désormais donner naissance à des entreprises de production concurrentielles.
- Dans la mesure du possible, il serait nettement préférable de *ne pas* transférer tous les moyens de production hydraulique à EÜAS si cela n'est pas indispensable pour compenser les coûts échoués de TETAS. Dans le cas contraire, on risque d'interdire pour longtemps tout achat ou vente de capacité hydraulique, d'aggraver ainsi les problèmes de concurrence sur le marché de gros de l'électricité, comme nous le verrons plus bas, et d'interdire aux producteurs privés d'alimenter tous les segments du marché, notamment en période de pointe. Théoriquement, il serait possible de dégager davantage de puissance hydraulique en attribuant à cette puissance, dans la comptabilité d'EÜAS, une valeur artificiellement faible de manière à faire baisser le prix de vente de l'électricité hydraulique à TETAS. Cependant, cette opération se solderait par une perte pour le budget et est de toute évidence exclue en raison des restrictions budgétaires qu'impose la crise économique.
- Il s'agit donc de réaliser un arbitrage délicat. Bien que la mise sur le marché précoce de la capacité hydraulique ait des effets bénéfiques sur la concurrence, c'est aussi un moyen d'éviter de récupérer les coûts échoués résiduels si le processus de privatisation révèle un prix de la capacité hydraulique qui n'est pas satisfaisant. Il ne faudra par conséquent pas négliger cet aspect de la question.
- Si la production à faible coût qui doit être réservée au financement des coûts échoués est trop importante, au point d'entraver la concurrence à la production, il faudra explorer d'autres moyens de récupérer les coûts échoués qui créent moins de distorsions. Par exemple, si cette mesure empêche la création d'un nombre suffisant de producteurs rivaux possédant des moyens à la marge sur la majeure partie de la courbe de charge, la concurrence pourrait en pâtir. Parmi les autres moyens de financer les coûts échoués, il serait possible de recourir aux mécanismes plus traditionnels de surtaxe de transport.

### 5.5 *Pouvoir de marché sur les marchés de l'électricité*

Il est impossible de stocker des grandes quantités d'électricité et, de plus, les conditions de l'offre et de la demande varient considérablement. Comme l'offre doit être égale à la demande à tout moment, on peut considérer que chaque instant représente un marché distinct. Chacun de ces marchés sera également associé à un territoire distinct défini (en grande partie) par les contraintes de transport et par la courbe de charge dans les autres zones. Les échecs récents de la réglementation dans certains pays ont parfaitement démontré que de graves problèmes peuvent survenir dans un délai restreint sur les marchés temporels de l'électricité.

Pour chaque période, seuls quelques moyens de production se trouvent à la marge ou proches de la marge, en d'autres termes, produisant de l'électricité destinée à satisfaire la demande résiduelle ou marginale. Les producteurs en mesure d'exercer un pouvoir de marché sont ceux dont les centrales sont nécessaires pour répondre à cette demande résiduelle ou marginale. Par conséquent, l'un des critères les plus satisfaisants pour évaluer la capacité d'exercer un pouvoir de marché sera le nombre et la concentration des sources d'approvisionnement qui se trouvent à la marge, dans diverses conditions de l'offre et de la demande<sup>23</sup>. Cependant, les incitations à exercer un pouvoir de marché (retrait stratégique des moyens de production) dépendront en grande partie de la structure du capital des moyens de production infra-marginaux<sup>24</sup>.

Les problèmes liés à l'exercice de pouvoir de marché sont plus à craindre lors des pointes de la demande, moments où les contraintes sur le réseau de transport sont les plus probables. Ces contraintes ont pour effet de réduire le nombre de fournisseurs engagés et de renforcer la concentration de ceux qui sont en mesure de desservir une même zone. En outre, aux périodes de pointe, le coût d'une unité supplémentaire d'électricité fournie augmente rapidement, si bien qu'il suffit de refuser de fournir ne serait-ce qu'une petite quantité d'électricité (l'une des manières d'exercer un pouvoir de marché) pour faire grimper les prix. Ce qui revient à dire qu'un marché libéralisé a besoin d'une capacité de transport plus importante qu'un secteur réglementé.

Les facteurs qui déterminent l'efficacité de la concurrence sur les marchés de l'électricité sont la structure du secteur, l'élasticité de la demande, les contraintes de transport, les règles d'accès au réseau de transport, la courbe de l'offre (en particulier l'adéquation entre l'offre et la demande), les règles du marché (par exemple les règles de dispatching et d'enchères, les dispositions prises pour les services auxiliaires) et les conditions d'entrée (qu'il s'agisse de nouveaux moyens de production ou lignes, de centrales dont on augmente la puissance ou d'extensions de lignes). Par conséquent, la restructuration ne peut être conçue sans tenir compte des autres facteurs qui déterminent la concurrence sur les marchés de l'électricité. C'est pourquoi le nombre de producteurs nécessaire pour qu'il y ait concurrence dépend de ces autres caractéristiques du marché.

En Turquie, la structure du marché est telle que, dans un premier temps, la concurrence sur le marché de gros et le marché de l'ajustement sera assez faible, ce qui nécessitera une surveillance étroite de l'Autorité de régulation et de l'Autorité de la concurrence. Au-delà de cette période, et notamment pendant les phases de mise en œuvre de la réforme et d'instauration de la concurrence, il faudra utiliser toute la panoplie des mesures susceptibles de résoudre le problème des pouvoirs de marché étant donné la diversité et l'évolution rapide des conditions sur le marché. Il serait risqué, dans certaines conditions de marché, de ne recourir qu'à un éventail restreint de solutions. On trouvera ci-dessous six démarches permettant de restreindre les pouvoirs de marché qui sont fondées sur l'application du droit de la concurrence et la théorie économique :

- (1) élargir le marché du produit en question,
- (2) élargir des territoires géographiques couverts par le marché,
- (3) augmenter la sensibilité de la demande aux prix,
- (4) réduire la concentration des producteurs existants sur les marchés pertinents,
- (5) faire en sorte que les consommateurs soient plus puissants et plus divers,
- (6) réduire les barrières à l'entrée.

## **5.6 Privatisation**

De toute évidence, la réforme turque est déterminée par une volonté de favoriser la concurrence, mais il faut pour cela que les coûts échoués soient récupérés. Cette volonté doit se traduire dès que possible par des décisions de privatiser pour créer une structure industrielle qui soit concurrentielle<sup>25</sup>. Cette structure suppose la séparation horizontale des producteurs publics en position dominante afin de créer des entreprises concurrentielles. Le pouvoir de marché varie considérablement en fonction de l'heure du jour, de la saison, des prix relatifs des combustibles, des précipitations et des indisponibilités de la production ou du transport. Une restructuration réussie doit tenir compte de la variabilité des conditions de l'offre et de la demande. Il ne suffit pas de s'intéresser à la structure générale du marché ; la situation géographique des moyens de production doit intervenir dans la restructuration. Des producteurs éloignés ne peuvent pas rivaliser efficacement pour approvisionner un centre de consommation s'il y a congestion sur le réseau de transport. En outre, ils sont plus exposés à des interruptions du transport de leur production ou à des pertes en ligne significatives susceptibles d'éroder leur avantage concurrentiel. La restructuration doit donc viser à répartir le capital de telle

manière que, dans chaque zone où les capacités de transport sont limitées et sur la quasi-totalité de la courbe de charge, il y ait au moins cinq entreprises capables de se concurrencer et dotées de moyens de production susceptibles de produire au coût marginal.

Certains pays commettent encore l'erreur de privatiser les entreprises dotées d'un pouvoir de marché pour augmenter le produit de la privatisation. En fait, l'augmentation du produit de la vente ainsi recherchée n'est pas vraiment une bonne affaire pour le pays :

- Les prix du marché devront ensuite augmenter, et le surcoût par rapport à un prix concurrentiel et cette rente sera capitalisé dans le produit de la privatisation d'où, pour l'Etat, des recettes plus importantes dans un premier temps. Cependant, comme le montant capitalisé sera actualisé au taux d'actualisation privé, qui devrait être supérieur au taux d'actualisation social, le secteur privé paiera moins pour la rente que ce qu'elle vaut pour l'Etat. La rente capitalisée sera également corrigée d'un facteur supplémentaire correspondant à l'incertitude réglementaire.
- Une hausse du prix de l'électricité équivaut à une taxe spéciale sur l'électricité, ce qui a priori ne devrait pas être efficient.
- Ce prix de l'électricité plus élevé se répercutera sur la croissance économique et, par ricochet, sur les recettes générales de l'impôt.

Les décisions prises au moment de la privatisation ne doivent pas non plus négliger les problèmes d'échelle. Il n'y a pas lieu en effet de fragmenter une industrie au-delà du niveau de séparation horizontale nécessaire à l'apparition de la concurrence.

La privatisation des actifs peut s'effectuer par la vente de 100 % du capital en une seule fois ou par une vente progressive, éventuellement assortie de contrats destinés à régler des problèmes tels que la possibilité d'acquiescer une participation majoritaire sous réserve de réaliser des investissements ou de respecter une charte sociale. Le choix d'un modèle plutôt que d'un autre dépend en grande partie du contexte national. Si les marchés de capitaux sont peu développés, les cadres réglementaires incomplets ou récents, il peut être indiqué de privatiser petit à petit. Cette solution permet à l'Etat d'obtenir un meilleur prix de vente car on peut ainsi mieux évaluer les efficacités réalisables avant que l'Etat cède la totalité de sa participation. Par ailleurs, une vente par étapes comporte un engagement implicite de l'Etat de ne pas porter préjudice à l'entreprise par des décisions réglementaires arbitraires puisqu'il conserve des parts de la société. En revanche, la vente de la totalité du capital peut être indiquée pour des raisons budgétaires. Elle est également préférable si l'environnement politique permet de redouter, dans des entreprises semi-publiques, une persistance ou une influence perturbatrice du politique.

La formule de l'action spécifique peut être utile si l'environnement réglementaire n'est pas au point ou manque de robustesse, mais il est en général jugé préférable de ne pas y recourir car elle augmente le risque réglementaire. Quoi qu'il en soit, il conviendra de préciser sans ambiguïté le champ d'action de l'Etat s'il détient des actions spécifiques : des actions spécifiques qui autorisent une intervention arbitraire dans la gouvernance de l'entreprise seraient contre-productives. La vigilance de l'Autorité de la concurrence devrait suffire à éviter tout regroupement d'actifs destiné à renforcer un pouvoir de marché.

En cas de pénurie de l'offre, le gouvernement se trouve exposé, dans ses décisions de privatisation, à des conflits d'intérêts. Les producteurs bénéficieront en effet d'une valeur de rareté, ce qui peut contribuer à améliorer une situation budgétaire difficile. Pourtant, les pouvoirs publics ont également intérêt à favoriser des investissements suffisamment importants pour limiter la pénurie. En Turquie, en particulier, il importe que le gouvernement s'engage à mettre en place des mécanismes garantissant la mise sur le marché d'une nouvelle production en quantité suffisante.

Si possible, chaque centrale doit appartenir à un seul et même propriétaire<sup>26</sup>. Si, pour diverses raisons (problèmes de propriété insolubles), le seul moyen d'instaurer une concurrence géographique adéquate consiste à autoriser la copropriété d'installations, cette solution peut effectivement fonctionner, bien que le risque de collusion soit nettement accru. Les économies d'échelle au niveau de l'installation peuvent varier selon que l'on s'intéresse à l'exploitation de la centrale ou à sa possession. Même si la concentration des installations permet des économies sur les coûts d'exploitation, le capital peut être plus dispersé sans que l'efficacité en pâtisse beaucoup<sup>27</sup>.

Au moment de la séparation d'EÜAS en plusieurs entreprises de production (dans l'idéal, cinq au minimum) chacune d'entre elles doit se voir attribuer un portefeuille d'installations comportant une centrale qui sera la centrale marginale pour un groupe de charges. Cette manière de garantir la multiplicité des enchères à la marge permet d'atténuer le risque qu'une entreprise utilise son pouvoir de marché pour faire monter les enchères, et donc les prix.

Il paraît judicieux de privatiser d'abord la distribution -- dans les limites autorisées par les TOOR concernant la distribution -- dans la mesure où cela permettrait de restaurer la santé financière du secteur, notamment par le regroupement des zones de desserte, actuellement trop limitées, de TEDAS, pour ensuite améliorer les performances des activités en amont. La création d'entreprises de distribution ou de vente au consommateur final qui soient financièrement viables permet aux producteurs privés de monter des projets acceptables par les banques sans avoir besoin d'une garantie de l'Etat.

### **5.7 Propriété du réseau de transport, exploitation du système et marchés de l'électricité**

La Turquie a choisi la formule des contrats bilatéraux, en d'autres termes, de ne pas intégrer dans la même organisation le dispatching et le marché de gros. Dans cette formule, les producteurs et les grossistes négocient directement des contrats plutôt que de recourir à un marché de gros centralisé et obligatoire. Les marchés obligatoires, qui déterminent un prix marginal unique, présentent des avantages et des inconvénients. D'un côté, le fonctionnement du marché et l'ajustement exigent une coordination intense<sup>28</sup>, et le fait de confier ces fonctions à une seule et unique entité présente l'avantage de la simplicité. L'inconvénient est que les pools obligatoires se prêtent plus facilement à des comportements stratégiques anticoncurrentiels de la part des producteurs. Une stratégie courante sur ces marchés consiste à suspendre une production marginale ou à manipuler les règles du marché pour provoquer une hausse du prix du pool. En Turquie, les pouvoirs de marché sur les marchés de gros de l'électricité pourraient devenir problématiques si la pénurie devait de nouveau menacer. Il serait, par conséquent, judicieux de mettre en place une structure de marché qui serait moins sensible aux pouvoirs de marché. Or, c'est exactement l'intérêt des contrats bilatéraux par rapport aux pools obligatoires, même si cette formule exige davantage de coordination pour assurer l'équilibre énergétique du système de transport en temps réel. Les marchés volontaires bilatéraux sont probablement moins sensibles à la manipulation et à l'exercice temporaire de pouvoirs de marché par les producteurs. C'est pourquoi se dessine actuellement une tendance à abandonner les pools obligatoires. Cela étant, la Turquie doit accorder toute l'attention nécessaire à ce que l'on pourrait appeler "l'infrastructure juridique et technique périphérique" pour s'assurer que les moyens de faire exécuter les contrats, le système de règlement des écarts ou le règlement des différends contractuels par les tribunaux sont suffisamment robustes pour permettre l'émergence de marchés multiples.

Dans la formule des contrats bilatéraux, le gestionnaire du réseau de transport doit en assurer l'équilibre compte tenu des décisions bilatérales des producteurs et de leurs clients. Pour ce faire, il existe un marché de l'ajustement où le gestionnaire achète et vend l'électricité (appelle ou conserve en attente les groupes marginaux) de sorte que la production nette soit égale à la demande réelle à chaque instant. Les règles de conception de ce marché principal sont déterminantes pour la concurrence sur le marché de gros. Quand bien même ce marché principal serait assez limité (5 % de la demande par exemple), l'arbitrage entre ce marché et le marché général peut avoir des effets négatifs si le marché principal est faussé. Ces règles comportent des dimensions importantes, à savoir :

- Les marchés sur lesquels peuvent intervenir les consommateurs, c'est-à-dire où ils peuvent participer aux enchères pour acheter davantage d'électricité ou, au contraire, ne pas prendre l'électricité pour laquelle ils auraient antérieurement conclu des contrats, seront généralement moins sensibles aux pouvoirs de marché des producteurs que ceux où interviennent seulement ces derniers. Il semble que la Turquie lancera un marché de l'ajustement où n'interviendront pas les consommateurs, ce qui paraît raisonnable dans un premier temps, étant donné la complication supplémentaire que suppose cette participation. Toutefois, les autorités devraient envisager de l'autoriser à la première occasion possible, compte tenu du risque éventuel de pouvoir de marché de la part des producteurs.
- Quoi qu'il en soit, au moment où sera ouvert le marché de l'ajustement, TETAS le dominera, ce qui exigera une régulation directe, solution qui serait préférable à celle consistant à se reposer entièrement sur le droit de la concurrence. Cette régulation devra tenir compte d'éventuelles stratégies consistant pour un producteur à faire monter les prix en n'offrant pas sa capacité. En outre, il faudra réguler le prix des enchères de TETAS/EÜAS sur le marché de l'ajustement et le marché de gros, tant que ces deux entreprises continueront de dominer le marché ensemble.
- Le marché de l'ajustement détermine les prix de règlement des écarts c'est-à-dire le prix que payent les producteurs et les consommateurs qui ne peuvent tenir leurs engagements contractuels pour soit l'électricité que les producteurs ont fournie en dehors des contrats (production excédentaire) soit l'électricité supplémentaire que les clients ont prélevée sur le réseau (par exemple, s'il faisait plus froid que prévu et que le détaillant n'a pas souscrit une puissance suffisante par rapport à la demande réelle)<sup>29</sup>. Les prix ou coûts de l'ajustement sur ce marché peuvent être répartis entre les responsables des écarts de diverses manières. Dans le système NETA, en Grande-Bretagne et au Pays de Galles, les participants en-dessous de leurs prévisions se voient demander un prix élevé et, inversement, ceux qui ont dépassé leurs prévisions, un faible prix, qui est fondé sur le prix réel d'achat et de vente prévu dans les contrats passés par le gestionnaire du réseau pour équilibrer le système. Cette approche double comporte pour les participants de fortes incitations à parvenir à l'équilibre au cours de chaque période. Elle les décourage également de compenser un déséquilibre au cours d'une période par un déséquilibre inverse au cours de la période suivante<sup>30</sup> - stratégie qui peut compliquer l'ajustement par le gestionnaire du réseau. Il est probable que la Turquie adoptera dans un premier temps, pour le règlement des écarts, un système à prix unique fondé sur la moyenne des prix des contrats d'achat et de vente passés par le gestionnaire de réseau pour l'ajustement. Il s'agit d'un choix raisonnable dans une phase initiale, qui permet d'éviter trop de complexité. Une solution intermédiaire entre la simplicité de la formule à prix unique (qui incite à s'équilibrer soit même) et la complexité de la formule à deux prix (très favorable à l'autodiscipline) consisterait à faire en sorte que le prix de règlement des écarts comporte une taxe conçue de telle manière que les participants en-deçà de leurs prévisions paient plus cher et, inversement, que ceux dont la production est excédentaire paient moins. Cette taxe de 5 %, par exemple, serait par essence définie arbitrairement en fonction de l'incitation à l'autodiscipline que l'on veut donner. Elle suppose également que le responsable du règlement des écarts ou le gestionnaire du réseau bénéficierait de recettes lui permettant de couvrir certains frais généraux de fonctionnement.

- La régulation devra être incitative pour que le gestionnaire du réseau et les opérateurs sur le marché assurent de manière efficace l'équilibre du réseau et les services auxiliaires. Répercuter directement ces coûts sur le prix du transport risque de donner de piètres résultats et de coûter cher aux consommateurs.
- L'opérateur central devra se voir confier une fonction effective de surveillance du marché afin de détecter toute utilisation abusive de pouvoir de marché ou stratégie de manipulation des enchères. Les premières décisions et stratégies adoptées, le cas échéant, pour corriger la situation devront prendre en compte les résultats de cette surveillance. Cela recouvre de nouvelles modifications des règles du marché et, dans le pire des cas, des mesures de contrôle des enchères ou des prix. On veillera à ce que les remèdes envisagés n'empêchent pas la résolution des problèmes sous-jacents ni l'ajustement et le fonctionnement à long terme du marché.

Bien que représentant une faible proportion du coût total, la régulation du transport est vitale pour le fonctionnement du marché de l'électricité. Elle doit imposer des droits d'accès au réseau de transport dans des conditions non discriminatoires, transparentes et efficaces. Ces droits d'accès sont indispensables non seulement pour la concurrence entre les opérateurs en place mais aussi pour favoriser les investissements de la part de concurrents ou de nouveaux entrants. La Turquie a pour l'essentiel adopté cette démarche dans sa nouvelle loi. Reste cependant à effectuer des choix dans le cadre des dispositions de la loi qui prescrit à l'Autorité de régulation de concevoir une méthode de tarification du transport. Dans l'idéal, l'efficacité veut que les prix du transport comportent des composantes dépendant des phénomènes à court terme (prix du transport à court terme) et des composantes qui dépendent des phénomènes à long terme (prix du transport à long terme) et, de plus, que ces prix incluent les coûts de congestion. *La tarification du transport à court terme doit inciter au dispatching optimal*, ce qui signifie que les producteurs situés à proximité des centres de consommation doivent avoir un avantage en termes de coûts de transport par rapport à ceux qui en sont plus éloignés. La tarification à court terme peut dépendre des pertes marginales (du double des pertes moyennes) et des contraintes de réseau. Dans un pays aussi étendu que la Turquie, il est essentiel de trouver une solution satisfaisante au problème des pertes en ligne<sup>31</sup>. Ces pertes peuvent être imputées au producteur ou peuvent être supportées par tous les consommateurs. L'imputation aux producteurs rend l'appel des tranches plus efficace et incite les nouveaux producteurs à choisir plus judicieusement leur implantation géographique. La tarification à court terme peut prendre en compte les contraintes de transport de trois manières différentes : tous les producteurs reçoivent le même prix à l'exception de ceux dont la production varie en fonction des contraintes de réseau<sup>32</sup>, les prix de l'électricité peuvent varier suivant les zones, ou ces prix peuvent varier suivant le nœud du réseau. Les zones sont souvent définies de telle manière que leurs frontières se trouvent à des points de congestion du réseau. Les nœuds sont les points du réseau auxquels sont raccordés les producteurs ou la charge. Les nœuds définissent une subdivision inférieure à la zone<sup>33</sup>. Les trois méthodes sont utilisées<sup>34</sup>. Le choix d'une méthode plutôt que d'une autre dépend de la topologie du réseau de transport et de l'emplacement des moyens de production et des charges. Adopter une solution inadaptée peut avoir des conséquences financières catastrophiques. Une solution qui incite à atténuer les contraintes de transport peut influencer de manière déterminante sur le prix de l'électricité sur le marché pour le plus grand bien des consommateurs<sup>35</sup>. *La tarification à long terme du transport doit inciter à prendre les décisions optimales en matière d'implantation et de développement du réseau de transport*. Il est ainsi possible de peser sur le lieu d'implantation tant des nouveaux moyens de production que des industries fortes consommatrices d'énergie. Des tarifs de raccordement et des prix à court terme différenciés en fonction de la situation géographique peuvent accentuer les écarts de rentabilité correspondant à des implantations géographiques différentes de nouveaux moyens de production<sup>36</sup>. Une tarification établie en fonction des critères à court terme présentés ci-dessus risque de n'apporter qu'un quart à un tiers des financements nécessaires pour couvrir la totalité des coûts. La pérennité à long terme du système exige de compenser le déficit de recettes. La solution qui crée le moins de distorsion consiste probablement

à faire payer aux producteurs une redevance annuelle d'accès qui est fonction de la puissance installée et, aux utilisateurs du réseau de transport, un montant proportionnel à leur demande en période de pointe. Les tarifs polynômes, qui tiennent compte de critères à court terme et à long terme (et comportent une redevance d'usage et un élément correspondant à la puissance), sont plus efficaces que les tarifs monômes dans la plupart des circonstances.

- Cela étant, la tarification avec différenciation spatiale, à court ou à long terme, est l'un des aspects les plus complexes de l'économie de l'électricité, à telle enseigne qu'il n'existe pas aujourd'hui de consensus théorique quant aux meilleures méthodes. Par conséquent, il serait raisonnable que la Turquie adopte, dans un premier temps, un système de tarification du transport très simplifié. Une évolution de la politique dans ce domaine ne peut cependant être négligée. En effet, la valorisation des actifs de production sera fonction des dispositions prises pour la tarification du transport. Étant donné que les actifs de production seront progressivement privatisés, le processus de privatisation serait facilité (et les recettes de la vente d'autant plus importantes que l'incertitude sera moindre) si les perspectives d'évolution de la tarification du transport étaient mieux connues. Le plan annuel dont nous avons recommandé l'adoption par l'Autorité de régulation offrirait un bon moyen de communiquer ces informations au marché.

## **6. Conclusions et recommandations**

L'adoption de la nouvelle loi sur le marché de l'électricité et la création de l'Autorité de régulation constituent des étapes importantes sur la voie de la réforme du secteur de l'électricité. La loi crée le cadre nécessaire à la concurrence ; les structures et fonctions de l'Autorité de régulation sont conformes aux bonnes pratiques de l'OCDE. Surtout, après une période de transition, la structure du secteur sera capable de favoriser la concurrence. Plusieurs choix d'orientation qui restent à faire seront déterminants pour la concurrence au cours de cette période transitoire, et notamment les méthodes employées pour la récupération des coûts échoués et la privatisation. Par ailleurs, un travail préparatoire approfondi doit être entrepris avant l'avènement du marché pour déterminer les modalités détaillées de son fonctionnement ainsi que les divers éléments de la réglementation et des codes d'exploitation. La Turquie a pris un bon départ -- il le fallait étant donné la multiplicité des problèmes que connaissait l'industrie avant la réforme, mais aussi les problèmes résultant des dispositions prises précédemment pour faire participer le secteur privé. À condition que la réforme soit mise en œuvre avec soin, l'industrie a désormais d'excellentes perspectives de sortir d'une situation qui était devenue intenable. En fait, on espère qu'avec le temps cette réforme sera considérée comme l'un des volets d'une mutation fondamentale de la gouvernance réglementaire globale qui aura contribué à la solidité structurelle de l'économie et permis à la Turquie de sortir du cycle de crises économiques.

Les recommandations qui suivent sont le fruit de l'analyse présentée dans ce chapitre.

### **6.1 *Autorité de régulation du marché de l'énergie et Conseil***

La nouvelle Autorité de régulation du marché de l'énergie (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu - EPDK) a été créée, mais il reste à définir quelques aspects essentiels, notamment dans les textes d'application. La réflexion sur l'Autorité de régulation a permis de régler plusieurs points, dont son mode de gouvernance et de recrutement, ses méthodes de communication et de régulation, sa fonction de contrôle de la façon dont les principaux acteurs industriels s'autorégulent et ses relations avec d'autres institutions. En particulier :

- L'indépendance de l'Autorité de régulation se situe à deux niveaux : l'indépendance au jour le jour de toute influence politique et l'indépendance par rapport aux intérêts commerciaux du secteur. L'indépendance politique se trouve au cœur de la nouvelle loi. La Turquie a choisi d'imposer des conditions, quant aux activités et intérêts commerciaux des membres du Conseil, qui sont jugées sévères par rapport à la norme internationale, notamment lorsqu'il est exigé de ses membres qu'ils n'aient aucune fonction dans l'industrie deux ans après avoir cessé leurs activités à l'Autorité de régulation. Cette mesure est pourtant bien adaptée à la Turquie où certaines institutions entretiennent une confusion entre les intérêts commerciaux et l'intérêt général. Pourtant, cet impératif signifie que l'on risque d'avoir des difficultés à recruter, pour l'Autorité de régulation, des spécialistes connaissant parfaitement l'industrie. Pour éviter les problèmes que pourrait poser une absence totale de liens avec l'industrie, **il serait bon que l'Autorité de régulation crée une commission à vocation strictement consultative composée d'un éventail représentatif de membres des diverses instances industrielles du secteur.** Cette commission serait convoquée par le Conseil de l'Autorité de régulation et *ne saurait* exonérer l'Autorité de régulation de ses obligations générales de consulter le secteur privé à propos de la réglementation.
- L'Autorité de régulation rend compte au ministère dans son rapport annuel. La loi ne dit pas clairement si ce rapport annuel doit être publié. Elle est également tenue de préparer un deuxième rapport annuel consacré au développement du marché pour le soumettre au ministère. **Il serait bon, dans les textes d'application, de prévoir une obligation de publier.**
- Les modalités détaillées de fonctionnement de l'Autorité de régulation doivent être précisées par les textes d'application. Dans les premières phases de la création du marché, l'Autorité de régulation aura fort à faire. En plus de la simple exécution de ses fonctions, il lui faudra asseoir en priorité sa crédibilité en tant qu'instance de régulation, crédibilité qui peut dépendre d'un très large éventail de facteurs. Autrement dit, il ne suffit pas qu'elle accomplisse sa mission, il faut qu'elle soit perçue comme le faisant de manière transparente, objective et impartiale, stable et prévisible, conformément à la loi. La façon dont l'Autorité de régulation communique avec le marché importe à cet égard. **Il serait bon que l'Autorité de régulation expose chaque année, dans un plan d'action qui serait publié, les sujets qu'elle envisage d'aborder au cours de l'année, en précisant à quel moment.** Ces sujets incluent, par exemple, les décisions de tarification, les évaluations de l'ouverture des marchés, les révisions des conditions de délivrance des autorisations, etc. Il s'agit essentiellement d'éviter les surprises de nature à susciter le sentiment que les décisions sont prises au coup par coup et qu'il existe un risque réglementaire. **Parallèlement à la publication de son plan annuel, l'Autorité de régulation devrait se doter d'une charte par laquelle elle s'engagerait à respecter les principes suivants : adoption de bonnes pratiques en matière de communications et de consultations, cohérence et prévisibilité des décisions, efficacité et efficience internes et responsabilité et transparence globale.** Avant d'être adoptée, cette charte devrait faire l'objet de consultations avec le secteur privé.
- L'Autorité de régulation est tenue par la loi de consulter les détenteurs d'autorisations opérant sur le marché avant de réglementer. Le rapport de référence du chapitre 2 consacré à l'amélioration de la gouvernance réglementaire souligne plusieurs points importants à corriger dans les mécanismes de consultation. Ces observations s'appliquent également au secteur énergétique. Il serait bon que l'Autorité de régulation adopte une forme d'analyse de l'impact de la réglementation (AIR) et établisse un protocole pour déterminer les consultations à lancer conformément à ce qui est préconisé dans le rapport de référence du chapitre 2.



- Le droit de recours contre une décision réglementaire est un moyen fondamental de s'assurer que le régulateur accomplit sa mission de manière satisfaisante. Aux termes de la loi sur le marché de l'électricité, les décisions du Conseil, qu'il s'agisse de sanctions pécuniaires ou d'autres décisions réglementaires, peuvent être contestées devant le Danistay. Les tribunaux ne sont pas toujours bien armés pour régler ou revoir des décisions réglementaires, étant donné la technicité des problèmes à l'origine du différend et la nécessité d'un règlement rapide des problèmes en suspens. C'est pourquoi, plusieurs pays ont mis en place une instance d'appel constituée d'experts des problèmes de régulation. La difficulté, lorsque l'on adopte ce type de dispositif, consiste à éviter de déplacer le centre de décision normal de l'Autorité de régulation vers l'instance d'appel et à empêcher que l'appel soit purement dilatoire. Le Danistay ne devrait pas être une instance d'appel très compétente pour ce secteur. **Il faudrait donc améliorer la structure d'appel en créant une instance spécialisée dotée des compétences appropriées.**
  
- L'Autorité de régulation est composée de fonctionnaires dont la rémunération n'est pas soumise aux règles de la fonction publique. Réguler un marché de l'électricité est une tâche complexe, aussi les régulateurs des pays Membres de l'OCDE ont-ils souvent du mal à attirer et à garder des équipes suffisamment compétentes. Ces compétences sont très appréciées sur le marché, en particulier sur le segment réglementé, et il y va de la qualité de la régulation du secteur et, par ricochet, des performances économiques du pays, que le régulateur dispose en interne de l'expertise appropriée. Pour la crédibilité de l'administration publique, le personnel de l'Autorité de régulation doit être jugé mériter son salaire, ce qui suppose une sélection strictement fondée sur le mérite et une gestion du personnel en fonction des performances. **L'Autorité de régulation doit s'efforcer de recruter les personnels les plus compétents, sur le marché international le cas échéant, et veiller à établir des systèmes de gestion du personnel fondés sur le mérite,** pour s'assurer que ce personnel soit réellement dégagé des influences qui ont miné l'efficacité d'autres secteurs de la fonction publique et, de plus, perçu comme tel.
  
- Les problèmes de régulation et de concurrence étant intimement liés dans ce secteur, il convient d'instaurer un mode de coopération entre l'Autorité de régulation et l'Autorité de la concurrence. Par exemple, les conditions d'autorisation des producteurs ou l'autorisation délivrée à TETAS imposent aux détenteurs de ces autorisations des contraintes apparentées aux dispositions générales contre les comportements monopolistiques de la loi sur la concurrence. Par conséquent,  **dans certains cas particuliers, l'Autorité de régulation et l'Autorité de la concurrence pourraient être saisies d'un même problème pour non-respect d'une condition d'autorisation, dans un cas, et abus de pouvoir de marché, dans l'autre. Ces problèmes pourraient faire l'objet d'un protocole de coopération entre les deux instances. Il existe également un problème d'interface plus sérieux qui a trait à la politique à suivre, à savoir déterminer s'il est préférable de recourir à la réglementation ou au droit de la concurrence pour résoudre une question. C'est d'ailleurs le type de question que risque de soulever la levée éventuelle des contrôles tarifaires pour certains clients. La réponse dans ce cas dépendra essentiellement de l'estimation qui sera faite du degré de concurrence sur le marché, car c'est lui qui détermine s'il est possible de s'appuyer sur le seul droit de la concurrence pour éviter tout abus de pouvoir de marché. L'Autorité de la concurrence sera appelée à donner son avis. Dans certains pays, les autorités de régulation sont tenues par la loi de consulter l'Autorité de la concurrence pour toutes les décisions concernant l'abandon ou la réintroduction des tarifs. Comme la nouvelle loi sur le marché de l'électricité en Turquie ne le prévoit pas, il serait bon que le protocole de coopération entre l'Autorité de régulation et l'Autorité de la concurrence définisse également la compétence de l'Autorité de la concurrence dans ces décisions.**

- La loi sur le marché de l'électricité prévoit que les intervenants dans le secteur assument une part de la gouvernance réglementaire de ce secteur. Les règles, normes, procédures et principes de raccordement aux réseaux de transport et de distribution et d'utilisation de ces réseaux et les règles régissant les services aux consommateurs, l'ajustement et le règlement des écarts sont établis par les principaux industriels du secteur et approuvés par l'Autorité de régulation. Il s'agit là d'un mode de fonctionnement standard. Aucune réforme d'un marché de l'électricité ne s'est déroulée sans problème ni conséquence imprévue. C'est pourquoi, il est essentiel d'intégrer aux programmes de réforme des mécanismes permettant d'assurer la transition au marché concurrentiel de façon à résoudre en temps opportun les problèmes qui pourraient survenir. Pourtant, certaines défaillances de la réglementation peuvent favoriser les intérêts de certains participants qui, à condition de se trouver suffisamment bien placés dans les structures de gouvernance de l'industrie, sont en mesure d'empêcher tout changement, ce qui signifie que les problèmes persisteront. **Il conviendra donc d'accorder une attention particulière à cette structure de gouvernance. Si l'Autorité de régulation ne peut qu'approuver, mais non initier ou annuler les changements de la règle, lorsque cela s'avère nécessaire dans des circonstances difficiles, on peut redouter que des réformes de toute évidence indispensables à la bonne marche de l'ensemble du marché dans son ensemble soient soumises aux intérêts de participants au marché. Il est souhaitable, et en fait indispensable, au début de la création d'un marché, que l'Autorité de régulation ait ce pouvoir d'annulation.**

## 6.2 *Structure du marché, concurrence, coûts échoués et privatisation*

La Turquie a opté pour une séparation verticale poussée des différents segments de son industrie. Il s'agit là d'une décision en soi favorable à la concurrence qui devrait alléger la charge réglementaire par rapport à ce qui se serait passé si l'on avait conservé la structure verticalement intégrée antérieure. Pourtant, le fait d'avoir lié la production hydraulique bon marché à la production chère relevant des contrats BOT, BOO et TOOR, le temps de récupérer les coûts échoués, risque de limiter la concurrence réelle. Lorsque ces coûts auront été récupérés, les actifs de production appartenant au secteur public pourront être progressivement privatisés. Les limites qui seront ainsi imposées à la concurrence ne sont pas encore fixées ; quelques ajustements délicats doivent être faits. Par conséquent, des aspects importants de la régulation et des décisions importantes concernant la politique à suivre sont en suspens :

- Avant la privatisation des actifs de production, la production et le transport resteront des activités intégrées aux mains du secteur public. Par conséquent, il existera, à ces niveaux, un risque de conflit d'intérêts susceptible de défavoriser les nouveaux entrants sur le marché de la production, qui devront rivaliser, pour approvisionner les consommateurs éligibles, avec les entreprises publiques de production et de négoce. **Pour éviter que ce conflit potentiel ne soit perçu comme réel par les nouveaux investisseurs, l'État devra veiller à ce qu'il n'y ait aucun chevauchement entre les structures de gouvernance des différentes institutions tandis que l'Autorité de régulation devra scrupuleusement faire respecter le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport.**
- L'entreprise publique de négoce restera pour le moment en position dominante sur le marché de gros. Par conséquent, il faudra que l'Autorité de régulation réglemente de manière stricte le comportement de cette entreprise sur le marché de gros et le marché de l'ajustement. L'Autorité de la concurrence, de son côté, veillera à éviter tout comportement prédateur susceptible de décourager l'entrée des nouveaux producteurs et négociants sur les nouveaux segments concurrentiels du marché.

- L'un des grands enjeux de la réforme consistera donc à limiter et mesurer précisément les coûts échoués et à mettre en place un mécanisme pour leur récupération qui soit juste et n'empêche ni l'entrée sur le marché d'acteurs efficaces, ni l'apparition de la concurrence. Il est par essence difficile d'estimer les coûts échoués, car cette opération exige souvent une valorisation des actifs. Or, cette valorisation dépend des prix futurs du marché, bien évidemment inconnus au moment où on les estime. La démarche qui consiste à compenser les bénéfices échoués par les coûts échoués laisse une certaine latitude pour l'estimation des coûts échoués dans la mesure où cette **compensation** peut se poursuivre *jusqu'à* ce que les coûts échoués réels soient récupérés. Toutefois, cette compensation nuit à l'émergence de la concurrence. On ne peut donc qu'accueillir favorablement le fait que les pouvoirs publics aspirent à trouver le degré minimum de compensation qui permette d'obtenir la concurrence maximale. **Au minimum, la production thermique devrait être mise sur le marché concurrentiel. Au-delà, il serait fortement recommandé de ne pas transférer tous les actifs hydrauliques à EÜAS si cela n'est pas nécessaire pour compenser les coûts échoués de TETAS. Il s'agit donc de trouver le juste équilibre. Bien que la mise sur le marché précoce de la capacité hydraulique ait des effets bénéfiques sur la concurrence, c'est aussi un moyen d'éviter de récupérer les coûts échoués résiduels si le processus de privatisation révèle un prix de la capacité hydraulique qui n'est pas satisfaisant. Il conviendra, par conséquent, d'accorder toute l'attention nécessaire à cet aspect.**
- De toute évidence, la réforme turque est déterminée par une volonté de favoriser la concurrence, mais il faut pour cela que les coûts échoués soient récupérés. Cette volonté doit se traduire dès que possible par des décisions de privatiser pour créer une structure industrielle qui soit concurrentielle<sup>37</sup>. La **privatisation doit tendre vers une répartition du capital telle que, dans chaque zone où les capacités de transport sont limitées et sur la quasi-totalité de la courbe de charge, il y ait au moins cinq entreprises dotées de moyens de production susceptibles de produire au coût marginal et qui rivaliseront pour fixer les prix.** Certains pays commettent encore l'erreur de privatiser les entreprises dotées d'un pouvoir de marché pour augmenter le produit de la privatisation. En fait, l'augmentation du produit de la vente ainsi recherchée n'est pas vraiment une bonne affaire pour le pays.
- **Il paraît judicieux de privatiser d'abord la distribution et la vente au consommateur final** car cela permet de restaurer la santé financière du secteur et, en partant de la base, d'améliorer progressivement les performances des activités en amont. **Il faudrait regrouper les entreprises de distribution pour qu'elles atteignent la taille à laquelle elles peuvent être plus efficaces.**
- **Il est urgent d'entreprendre un rééquilibrage des tarifs** sachant que la concurrence pour le marché des consommateurs éligibles commencera au mois de septembre 2002 et que la structure tarifaire actuelle, avec subventions croisées du secteur industriel au profit de la consommation domestique, ne pourra être préservée sur un marché concurrentiel. Par ailleurs, il importera de prévoir, dans la tarification, des moyens de protéger les intérêts des clients captifs, et d'éviter que les titulaires d'autorisations ne mettent en place des mécanismes leur permettant de subventionner les consommateurs éligibles par les clients captifs, par exemple en les empêchant de faire payer aux clients captifs les contrats d'achat au prix fort qu'ils ont conclus. Si l'on autorise certains contrats TOOR de distribution à évoluer vers un tarif en "cost-plus" garanti par le Trésor, alors que les autres entreprises de distribution doivent respecter une formule tarifaire incitative, la tarification risque de devenir extrêmement compliquée.

### 6.3 *Propriété du réseau de transport, exploitation du système et marchés de l'électricité*

La formule des contrats bilatéraux qu'a adoptée la Turquie se prête moins à l'exercice de pouvoirs de marchés que la solution des marchés de gros obligatoires. C'est évidemment ce que l'on recherchera en Turquie où les pouvoirs de marché pourraient être importants, du moins dans la phase de transition et au moment où des tensions sur l'offre pourraient avoir pour effet d'accroître les distorsions du marché. La nécessité d'encadrer par la réglementation les activités des entreprises publiques de production et de négoce a déjà été mentionnée. Il reste à régler plusieurs problèmes de conception du marché avant l'ouverture à la concurrence, à savoir :

- La Turquie devra accorder toute l'attention nécessaire à ce que l'on pourrait appeler l'infrastructure juridique et technique périphérique pour s'assurer que les moyens de faire exécuter les contrats, le système de règlement des écarts ou le règlement des différends contractuels par les tribunaux sont suffisamment robustes pour permettre l'émergence de marchés multiples.
- La Turquie semble se diriger vers un marché de l'ajustement sans participation des consommateurs. Cela paraît un point de départ raisonnable sachant que cette participation ajoute à la complexité du système, mais les autorités devraient envisager d'autoriser cette participation dès que possible, car elle permettrait de réduire le pouvoir de marché des producteurs sur le marché de l'ajustement.
- Le marché de l'ajustement révèle les prix de règlement des écarts par les producteurs et les consommateurs qui n'ont pas pu tenir leurs engagements contractuels. Il est vraisemblable que la Turquie adoptera dans un premier temps, pour le règlement des écarts, un prix unique qui sera établi d'après la moyenne des prix des contrats d'achat et de vente souscrits par le gestionnaire du réseau pour équilibrer le système. Il s'agit là d'un choix raisonnable pour commencer, parce qu'il a le mérite d'éviter la complexité. Assez tôt, l'Autorité de régulation pourrait envisager de renforcer les incitations à la discipline assez limitées que comportent ces formules à prix unique. Nous avons présenté une solution possible dans ce chapitre.
- La régulation devra être incitative pour que le gestionnaire du réseau et les opérateurs sur le marché assurent de manière efficace l'équilibre du réseau et les services auxiliaires. Répercuter directement ces coûts sur les tarifs de transport risque de donner de piètres résultats et de coûter cher aux consommateurs.
- L'opérateur central devra se voir confier une fonction effective de surveillance du marché afin de détecter toute utilisation abusive de pouvoir de marché ou stratégie de manipulation des enchères. Les premières décisions et stratégies adoptées, le cas échéant, pour corriger la situation devront prendre en compte les résultats de cette surveillance. Cela recouvre de nouvelles modifications des règles du marché et, dans le pire des cas, des mesures de contrôle des enchères ou des prix. On veillera à ce que les remèdes envisagés n'empêchent pas la résolution des problèmes sous-jacents ni l'ajustement et le fonctionnement à long terme du marché.
- Reste également à régler la méthode de tarification du transport. Dans un premier temps, il paraît raisonnable d'opter pour une approche simple, bien qu'il ne faille pas écarter une évolution de la politique dans ce domaine. D'une part, une meilleure tarification du transport peut permettre de réduire les pertes en ligne à court et à moyen terme. En outre, la valorisation des actifs de production dépend de la tarification du transport. Puisque la production doit être progressivement privatisée, il paraît raisonnable de penser que le fait d'avoir une idée des perspectives d'évolution de la tarification faciliterait le processus (et permettrait d'enregistrer davantage de recettes en dissipant l'incertitude). Le plan annuel dont nous avons recommandé la rédaction par l'Autorité de régulation serait un bon moyen de communiquer ces informations au marché.

## GAZ

### 7. Vue d'ensemble de la réforme

Bien que la Turquie se trouve dans une région « névralgique » du monde, un atout de sa situation géographique tient à la proximité de plusieurs producteurs de gaz déjà fournisseurs ou qui pourraient le devenir. La Turquie œuvre pour la diversification de ses sources d'approvisionnement gazier en construisant de nouveaux gazoducs qui la relient à l'Azerbaïdjan, au Turkménistan et à l'Iran, outre le projet Blue Stream destiné à acheminer le gaz naturel de la Russie vers la Turquie, et elle offre la perspective d'un autre tracé reliant le Moyen-Orient et l'Asie centrale aux grands marchés d'Europe occidentale -- le « Corridor de transport d'énergie d'Eurasie ». La présente étude est axée sur le marché intérieur turc et, de ce fait, n'aborde pas les aspects transcontinentaux et géopolitiques liés à la création de gazoducs arrivant en Turquie et dans ses pays limitrophes ou les traversant. Il importe toutefois de signaler que, malgré les difficultés qu'a posé la construction de ces gazoducs et la polémique qu'elle a suscitée dans certains cas, l'ouverture du marché national à la concurrence bénéficiera grandement de la diversité prévisible des approvisionnements de la Turquie, si tout est mis en œuvre afin que la politique actuelle dans ce sens porte ses fruits dans la décennie à venir.

En Turquie, le secteur gazier n'est pas aussi développé que celui de l'électricité, mais ils ont certains points communs. Au premier chef, les entités d'État y occupent une position dominante et une réforme fondamentale se dessine actuellement en vue de libéraliser le secteur et de privatiser une partie de ses activités. On constate des recoupements entre cette réforme et celle du secteur électrique, notamment la création d'un régulateur commun et la promulgation d'une nouvelle loi qui fait reposer le fonctionnement du marché sur le modèle des transactions de gré à gré. Un élément clé de la réforme est l'obligation faite à l'actuel importateur monopolistique BOTAS de se désengager progressivement de ses contrats d'importation. C'est une mesure très favorable à la concurrence, puisqu'elle vise plutôt à la stimuler qu'à simplement la laisser s'instaurer. Cette démarche s'inspire de l'expérience de certains autres pays, qui avaient commencé par permettre à la concurrence de jouer, mais où le degré d'ouverture à la concurrence et les retards pris pour y parvenir ont été décevants. La question qui se pose dans le cas de la réforme en Turquie, à laquelle on ne peut pas encore répondre catégoriquement, est celle de savoir si ce désengagement sera possible en pratique ou fructueux du point de vue commercial. En cas de succès, les projets de réforme laissent entrevoir, à terme, de très bonnes perspectives d'ouverture du marché turc à la concurrence, en comparaison de certains autres pays. En dernier ressort, cela tient à la situation géographique du pays et à la construction prévue de gazoducs, qui ménageront à la Turquie une relative profusion de possibilités liées à la concurrence entre pays producteurs en amont.

### 8. Description du secteur

La société d'État des pipelines turcs BOTAS est propriétaire des infrastructures de pipelines pour le transport du pétrole et du gaz, des terminaux de GNL et du réseau de distribution de gaz. (Les aspects liés au pétrole ne sont pas abordés dans le présent chapitre.) BOTAS dispose du monopole sur les importations et les exportations de gaz, ainsi que sur le négoce en gros. Créée en 1974 avec, pour vocation initiale, le transport du pétrole brut irakien, BOTAS a étendu ses activités au secteur gazier après 1987. Elle a été transformée en entreprise d'État en 1995. Les sources d'importation de gaz sont la Russie, l'Algérie (GNL), le Nigéria (GNL) et, depuis la fin de 2001, l'Iran. Avant le raccordement au réseau iranien, il existait seulement un tracé de gazoduc d'importation acheminant du gaz russe en

passant par la Bulgarie. Ce gazoduc est en service depuis 1987 et permet d’approvisionner les grands centres urbains de l’Anatolie occidentale. La Turquie reçoit une partie de ses approvisionnements sous forme de GNL en provenance du Nigéria et de l’Algérie dans un terminal d’importation/regazéification situé au nord-ouest du pays. De nouvelles liaisons amenant du gaz de Russie à travers la mer Noire (le projet « Blue Stream ») et partant de la région de la mer Caspienne vers l’est se trouvent à divers stades de construction et de planification. Il s’agit notamment des gazoducs qui achemineront le gaz (à travers la Géorgie) depuis le Turkménistan<sup>38</sup> et l’Azerbaïdjan, ainsi que d’une étude de faisabilité concernant une liaison avec la Grèce, qui pourrait, compte tenu de ses prolongements en Europe (grâce au pipeline de gaz desservant l’Europe méridionale, appelé « South European Gas Ring »), faire de la Turquie un grand pays de transit pour le gaz transporté depuis la mer Caspienne et le Moyen-Orient jusqu’aux marchés européens. Les infrastructures du secteur gazier national sont moins développées que celles du secteur de l’électricité, mais l’infrastructure de distribution connaît une expansion rapide dans nombre de régions et une nouvelle infrastructure de transport est en construction pour accroître la capacité et diversifier les sources d’approvisionnement. Un réseau de transport desservant tout le pays devrait être opérationnel en 2003/2004. Les plans d’investissement actuels, dirigés par BOTAS et mis en appel d’offres pour que le secteur privé en assure la construction, marqueront une étape importante dans le développement des infrastructures gazières de la Turquie. Le coût d’infrastructure des réseaux intérieurs de distribution et de transport déjà mis en adjudication avoisine 380 millions d’USD.

**Tableau 3. Contrats d’importation de gaz déjà conclus par BOTAS**

Source	Date initiale	Volume maximum (milliards de m <sup>3</sup> )	Durée (années)
Russie – Bati (ouest)	Effective - 1987	6	25
Algérie (GNL)	Effective - 1988	4	20
Nigéria (GNL)	Effective – 1999	1.2	22
Iran	2001	10	25
Russie – mer Noire	2002 (possible)	16	25
Russie	Effective-1998	8	23
Turkménistan	2005	16*	30
Azerbaïdjan	2005	6.6	15

\* Un volume supplémentaire de 14 milliards de m<sup>3</sup> a fait l’objet d’un contrat d’expédition en transit à destination de l’Europe dans le cadre de l’accord passé avec le Turkménistan

En 2000, la consommation intérieure a représenté 14.6 milliards de m<sup>3</sup>, soit environ 16 % des besoins totaux en énergie primaire, les importations couvrant 96 % de la consommation. La ventilation sectorielle de la demande en 2000 est la suivante : production d’électricité 67 %, industrie 13 % et secteur résidentiel 19 %. La demande s’est accrue rapidement, à un taux de quelque 17 % par an entre 1990 et 1999. Selon les prévisions de BOTAS, elle devrait passer de 58 milliards de m<sup>3</sup> en 2010 à 88 milliards de m<sup>3</sup> en 2020, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen supérieur à 15 % pendant la première décennie (en raison des quantités de gaz prélevées à la suite de l’extension du réseau dans la première moitié de la décennie) et d’environ 4.2 % pendant la deuxième décennie. Parallèlement à ses projets concernant les infrastructures, BOTAS a suivi une stratégie de diversification de ses sources d’importation afin de réduire sa dépendance à l’égard de la Russie -- laquelle, en 2000, fournissait les deux tiers environ des besoins en gaz de la Turquie. BOTAS escompte que les contrats d’importation déjà signés suffiront pour faire face à l’essor de la demande jusqu’en 2010 et que, après cette date, il faudra recourir à de nouvelles sources. D’après certains commentateurs, les excédents de gaz seront importants dans la seconde moitié de la prochaine décennie. Leur ampleur dépendra beaucoup du nombre de nouvelles centrales thermiques et des quantités de gaz prélevées sur les nouveaux réseaux intérieurs de transport et de distribution.

La Turquie ne dispose pas, pour l'heure, de grandes installations de stockage de gaz sur son territoire, ce qui complique la gestion du réseau, en raison surtout des obligations de BOTAS au titre de ses contrats de type "take-or-pay", c'est à dire avec garantie d'enlèvement. En effet, la flexibilité qu'autorisent les moyens de stockage autres que les variations de pression (que l'on appelle stockage en conduite) fait défaut au réseau, d'où l'impossibilité de soutirer des volumes de gaz différant sensiblement des prélèvements habituels. La capacité de stockage contribue aussi à la sécurité d'approvisionnement et permet de faire face aux fluctuations saisonnières de la demande. Plusieurs stockages souterrains sont en construction dans des cavités salines et des gisements de gaz naturel épuisés (les gisements du nord de la mer de Marmara et de Degirmenkoy devraient, après leur épuisement en 2005, représenter une capacité de stockage de 1.6 milliard de m<sup>3</sup>). L'accès aux stockages est également décisif pour que la concurrence s'instaure sur le marché de gros, sur lequel l'exploitant du réseau de gazoducs achemine du gaz qui ne lui appartient pas -- les grossistes doivent pouvoir, d'une façon ou d'une autre, faire face à de faibles écarts entre leurs propres achats et ventes, sans quoi la concurrence sera gravement compromise. Cet aspect est repris plus avant, dans l'analyse des plans de réforme actuels de la Turquie.

La distribution du gaz naturel est assurée par des entreprises de distribution locales à Ankara (depuis 1988), Istanbul (depuis 1992) et Izmit (depuis 1996). Les distributeurs locaux sont détenus, en totalité ou en participation, par les municipalités qu'ils desservent. BOTAS effectue la distribution à Bursa (depuis 1992) et Eskisehir (depuis 1996). Les deux entreprises de distribution de BOTAS seront placées sous la tutelle de l'Administration chargée de la privatisation afin que celle-ci les privatise directement, selon les prévisions dans les deux années suivant la promulgation de la loi sur le marché du gaz naturel, c'est-à-dire avant mai 2003. L'adjudication de dix nouveaux réseaux de distribution qui seront alimentés grâce aux extensions actuelles du réseau de transport a déjà eu lieu -- ce qui porte de cinq à 57 le nombre de villes où les ménages pourront être fournis en gaz.

C'est BOTAS qui fixe les prix, mais le gouvernement exerce une influence indirecte sur la tarification par le biais de sa politique socio-économique générale. Dans la production d'électricité et d'engrais, les prix sont indexés sur les cours internationaux du pétrole et révisés tous les trimestres. Ces prix sont confidentiels. Les prix que paye TEAS sont inférieurs à ceux que doivent acquitter les producteurs privés -- apparemment, cela tient au fait que les contrats de TEAS sont interruptibles. Pour les entreprises de distribution de gaz, les prix ne sont pas alignés sur les cours internationaux du pétrole mais calculés en fonction des coûts et des taux de change, et ils sont rendus publics. Les tarifs à la distribution ne sont pas directement réglementés mais plafonnés sur instruction du MENR et ne peuvent pas dépasser de plus de 30 % le prix des approvisionnements de BOTAS depuis janvier 2002. Ces derniers sont définis dans le cadre de contrats à long terme et sont confidentiels -- en général, ils sont indexés sur ceux du pétrole.

Les résultats financiers de BOTAS faisaient état, en 2000, d'un bénéfice de quelque 120 millions d'USD, chiffre nettement inférieur à ceux d'un peu plus de 400 millions d'USD de 1998 et d'un peu moins de 500 millions d'USD de 1999. Ces résultats médiocres s'expliquent notamment par le retard de paiement du gaz par TEAS et les entreprises d'électricité en CET, qui se devait à son tour aux mauvais résultats du secteur de l'électricité, évoqués dans la section qui précède. Une autre raison est le recul de la demande occasionné par la crise économique de 2000-2001. En conséquence, BOTAS aurait différé certains paiements dus au titre de ses contrats d'achat de gaz.

## 9. Aspects réglementaires

L'objectif de la réforme dans le secteur gazier est très voisin de celui visé dans le secteur de l'électricité : il s'agit de mettre en place un marché du gaz naturel financièrement sain, stable et transparent, obéissant aux règles de concurrence assorties d'une régulation indépendante, pour aboutir à un approvisionnement efficace, ininterrompu, respectueux de l'environnement et économique, s'accompagnant du désengagement progressif de l'État et de l'instauration de la concurrence. Les dispositions réglementaires sont, pour l'essentiel, les mêmes que pour le secteur de l'électricité, et relèvent de l'Autorité de régulation du marché de l'énergie (ARME).

La nouvelle loi sur le marché du gaz naturel est entrée en vigueur en mai 2001, dans le but de libéraliser le marché du gaz afin qu'il soit financièrement solide, stable, transparent et concurrentiel et qu'il assure un approvisionnement fiable de gaz de bonne qualité à des prix compétitifs et dans le respect de l'environnement. Elle définit un cadre pour la création d'institutions et prend en compte les questions de réglementation structurelle de la façon suivante :

- Elle vise les importations, le transport, la distribution, le stockage, la commercialisation, les échanges et les exportations de gaz naturel, ainsi que les droits et les obligations des acteurs du marché. Après une période de transition d'un an (qui peut être prolongée de six mois), les acteurs de chaque segment défini du marché (transport, distribution, stockage, négoce en gros et détail) doivent obtenir des licences en vertu de la nouvelle loi. Les droits et obligations précis des acteurs du marché découleront des conditions stipulées dans les licences, qui définissent notamment les modalités de fixation des prix ou les barèmes de tarifs. La loi impose la séparation comptable des différentes activités sous licence et installations.
- Elle met fin au monopole légal de BOTAS et, à partir de 2002, elle prescrit une réduction progressive de sa part de marché par la cession à des sociétés d'importation privées de contrats d'importation correspondant à 10 % par an de part de marché au minimum, jusqu'à 2009, année où BOTAS ne devra plus détenir que 20 % du marché de la consommation intérieure. Ces cessions devront s'effectuer par appel d'offres. Aucun importateur ou grossiste ne peut fournir plus de 20 % de la consommation annuelle prévue de gaz.
- Après 2009, elle stipule que BOTAS sera scindée en trois entreprises spécialisées dans le négoce (importation et ventes), le transport et le stockage. Entre-temps, la séparation comptable sera obligatoire.
- Elle définit les consommateurs éligibles, dont la consommation annuelle est supérieure à 1 million de mètres cubes --à savoir, les producteurs d'électricité à partir de gaz dans des centrales thermiques ou de cogénération et les entreprises qui extraient le gaz naturel en Turquie (soit 80 % du marché environ) -- et qui pourront choisir librement leur fournisseur dans un délai de 12 mois à compter de mai 2001. L'ARME est compétente pour élargir progressivement la catégorie des consommateurs éligibles, dans l'objectif de l'étendre à tous. Les ventes des importateurs ou des grossistes aux clients éligibles ou aux entreprises de distribution devront s'effectuer à des prix négociés.



- Elle prévoit l'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de distribution, dans la limite de la capacité disponible et sous réserve que cela n'entraîne pas de préjudice financier ou économique grave pour les contrats en vigueur (assortis de clauses « take-or-pay »). En cas de refus d'accès, l'ARME devra vérifier que ce refus se justifie.
- L'ARME peut régler les différends concernant l'accès ou le raccordement aux réseaux de transport et de distribution, et elle doit approuver les plans d'investissement des entreprises de transport et de distribution. Elle est aussi responsable de certains aspects de la sécurité dans ce secteur, notamment eu égard à la construction et au fonctionnement des installations. Elle fixe les tarifs de raccordement, de transport et de stockage, ainsi que les tarifs de vente au détail.
- La loi fait obligation aux entreprises de distribution de ne pas acheter plus de 50 % de leurs besoins en gaz à un seul importateur ou grossiste, sous réserve d'une décision contraire de l'ARME qui prendrait en compte l'avènement de la concurrence sur le marché. Les entreprises de distribution sont dans l'obligation d'acheter le gaz à la source la moins chère pour que les tarifs soient fondés sur le prix de l'énergie majoré des coûts de fourniture.
- Elle impose certaines restrictions en matière de concentration verticale et de croisement des participations horizontales.
- Elle prévoit la privatisation progressive des réseaux urbains de distribution (sous réserve du remboursement préalable de la dette garantie par le Trésor public) par les municipalités, ainsi que la privatisation de l'entreprise de stockage, entre autres, dans les deux ans qui suivront la séparation structurelle de BOTAS. Le réseau de transport en place est considéré comme un actif stratégique et restera dans le domaine public.
- Elle maintient l'application de la loi sur la concurrence dans le secteur du gaz.
- Enfin, elle instaure le prélèvement d'une redevance sur le chiffre d'affaires (<0.2 %) applicable aux titulaires de licences concernant le gaz pour financer les activités de l'ARME touchant à ce secteur. (Il est à noter que les amendes pour infraction aux conditions régissant ces licences ne s'ajoutent pas, semble-t-il, aux ressources financières de l'ARME).

Il reste à voir si l'obligation faite à BOTAS de céder des contrats d'importation de gaz portera ses fruits, mais c'est une mesure très favorable à la concurrence d'un point de vue stratégique. Elle est sans doute quelque peu arbitraire, mais sera décisive pour que le marché de gros du gaz puisse s'ouvrir à la concurrence. L'expérience britannique est une référence intéressante, puisque les premières initiatives de réforme lancées au Royaume-Uni au milieu des années 1980 qui autorisaient le libre jeu de la concurrence n'ont pas abouti à son instauration effective tant que l'opérateur historique n'a pas été tenu, sous l'effet d'une nouvelle intervention réglementaire en 1990, de renoncer à une bonne part de son monopole en cédant des contrats d'achat de gaz.

Les cessions de BOTAS s'effectueront dans le cadre d'un appel d'offres et l'entreprise adjudicataire devra conclure un nouveau contrat avec le vendeur étranger, peut-être assorti de clauses « take-or-pay », ce qui libérera BOTAS de ses obligations à l'égard de ce vendeur. Ces modalités entraînent des incertitudes, notamment quant à savoir si le vendeur étranger acceptera que le contrat soit cédé à une entreprise privée et que BOTAS soit, de ce fait, déchargée de ses obligations. Un certain

nombre de considérations pèseront sur cette décision, notamment la perception du degré de sécurité qu'offriront les nouveaux importateurs. Il se peut également que BOTAS continue à agir en qualité d'intermédiaire en revendant le gaz à l'adjudicataire, auquel cas le prix de vente du gaz ne devra pas être inférieur au coût du contrat pour BOTAS et le nouvel acheteur devra exécuter toutes les obligations transfrontières de BOTAS. Il faut aussi envisager la possibilité que BOTAS signe un nouveau contrat avec le vendeur étranger en abaissant le prix. En tout état de cause, l'issue du processus envisagé est encore incertaine.

Pour l'heure, seul le gaz vendu par BOTAS sera mis sur le marché intérieur, car les importateurs ne pourront pas, aux termes de la nouvelle loi sur le gaz naturel, conclure des contrats entièrement nouveaux tant que les ressources que procurent les contrats signés par BOTAS n'auront pas été complètement utilisées. Il est également interdit à BOTAS de passer de nouveaux contrats d'achat de gaz avant que sa part de marché ne soit ramenée à moins de 20 % de la consommation nationale.

La loi ne laisse pas présumer que le réseau de transport appartiendra à une entreprise en situation de monopole, ni n'envisage l'existence d'un seul gestionnaire du réseau dans le cas où celui-ci aurait plusieurs propriétaires, mais elle prévoit une coopération mutuelle entre propriétaires pour contrôler les transits [à vérifier -- la traduction de la loi est ambiguë sur ce point -- il sera peut-être clarifié par une réglementation subsidiaire ultérieure]. Les entreprises de transport sont tenues de mener des activités rentables -- cela pose un problème épineux de contrôle réglementaire. Les entreprises de transport concluent des contrats de transport avec les importateurs, les grossistes, les producteurs et les exportateurs ainsi que des « contrats de livraison » avec les producteurs d'électricité, les clients éligibles, les entreprises de stockage et d'autres entreprises de transport pour les transits de gaz naturel. On suppose que ces contrats d'acheminement ne portent pas sur la vente proprement dite du gaz fourni mais simplement sur la prestation de transport.

Les tarifs de transport (et les tarifs perçus au titre de la supervision du transport, ce qui donne à penser qu'il serait envisagé une tarification distincte pour l'exploitation du réseau) et les tarifs de raccordement seront fixés ou approuvés par l'ARME. Il est envisagé d'appliquer des tarifs polynômes à la distance. Les tarifs de raccordement au réseau de distribution seront fixés par l'ARME. Les prix de gros du gaz seront librement négociés dans le cadre de principes approuvés par l'ARME. Les tarifs de vente au détail seront calculés sur la base du coût du gaz majoré du coût d'exploitation. L'inflation pourra être prise en compte, ainsi qu'une marge bénéficiaire raisonnable. Les titulaires de licences proposeront des tarifs qui seront approuvés chaque année par l'ARME. La loi ne précise pas si le taux de rentabilité de la réglementation incitative (par exemple, selon la formule de l'indice des prix à la consommation minoré de X %) s'appliquera pour l'approbation des tarifs -- il appartiendra vraisemblablement à l'ARME d'en décider lorsqu'elle arrêtera les principes généraux à retenir pour la tarification. L'ARME élabore actuellement des réglementations en la matière.

La loi impose la séparation comptable entre les différents segments du secteur, ainsi qu'un degré relativement important de séparation juridique et structurelle. Plus précisément, l'intégration horizontale de la propriété est exclue. Par exemple, une entreprise de distribution ne peut pas détenir une participation dans une autre entreprise de distribution ni créer de filiales dans ce segment du marché. L'intégration structurelle verticale est autorisée dans une certaine mesure, mais non au point d'instaurer un contrôle sur des entités liées verticalement. En outre, il n'est permis d'établir qu'un seul lien vertical de cette nature, de sorte qu'une entreprise de transport ne puisse pas posséder de participation dans plus d'une entreprise de distribution.

Les importateurs sont tenus de communiquer à l'ARME des informations détaillées sur les flux ayant fait l'objet de contrats et leurs variations. Une autre condition à remplir pour obtenir une licence d'importation est « la capacité de contribuer à l'amélioration et à la sécurité du réseau national de transport », c'est-à-dire que les importateurs peuvent être appelés à participer au financement des projets d'investissement de l'entreprise de transport. Les exportateurs de gaz doivent garantir (sauf en cas de transport par gazoducs de transit pur) que leurs activités d'exportation ne perturberont pas le fonctionnement du réseau national de transport ou la fourniture de gaz pour répondre à la demande intérieure.

La loi sur le marché du gaz naturel impose également la restructuration, dans un délai de trois ans, des entreprises de distribution en place dans les zones urbaines appartenant aux municipalités. La part du secteur public dans le capital de ces entreprises doit être ramenée à 20 %. Le produit de la vente des entreprises municipales doit être utilisé pour rembourser les dettes contractées auprès du Trésor public ou garanties par lui qui y sont associées. Une autre solution serait d'opter pour des remboursements étalés sur trois ans sur la base d'un échéancier. Pour lancer le processus de privatisation, les municipalités doivent d'abord rembourser les dettes découlant des investissements dans le réseau de distribution de gaz naturel qui avaient été garanties par le Trésor public. Cela supposera une accélération du remboursement de la dette contractée auprès du Trésor ou garantie par lui, ce qui change le bilan économique de la privatisation par rapport à une situation dans laquelle l'acheteur ne ferait que prendre en charge la dette en cause. En effet, les acheteurs devront alors disposer de plus de liquidités au départ, mais cette mesure est sans doute nécessaire pour mettre en place des incitations correctes afin que les propriétaires des entreprises de distribution adoptent le comportement approprié, ainsi que pour faire face aux très lourdes contraintes budgétaires évoquées dans la section sur l'électricité.

L'extension du réseau de distribution est une priorité pour la Turquie. Dans les nouvelles zones de desserte, les droits de distribution à l'intérieur des agglomérations seront attribués par appel d'offres sous l'égide de l'ARME. A l'expiration d'une licence (10 ans au minimum et 30 ans au maximum), l'ARME pourra la renouveler en fonction des résultats de l'entreprise de distribution. Si une licence n'est pas reconduite, elle pourra être remise en adjudication et l'adjudicataire devra payer au distributeur sortant le prix des installations de distribution existantes. Les entreprises de distribution doivent offrir à la municipalité de la zone desservie une participation de 10 % sans qu'elle soit tenue de faire d'apport de capital -- on peut supposer que cette condition fera baisser le prix acheteur que voudront proposer les entreprises de distribution dans une privatisation ; il s'agira dès lors, en réalité, d'un transfert de l'État aux municipalités. Les municipalités pourront se voir proposer une participation supplémentaire de 10 %, en contrepartie de l'apport de capital correspondant, mais uniquement en cas de libération de la dette à l'égard du Trésor public. Quel que soit le cas de figure, les autorités municipales auront le droit d'être représentées au conseil d'administration des entreprises de distribution, indépendamment de l'importance de leur participation dans le capital de l'entreprise. En général, aucune entreprise de distribution ne pourra être responsable de la desserte de plus de deux villes, mais l'ARME pourra déroger à cette règle en fonction des besoins de développement.

Dans l'ensemble, le cadre mis en place aux termes de la nouvelle loi sur le marché du gaz, et tout particulièrement l'obligation faite à BOTAS de se dessaisir de contrats gaziers (à supposer que cette mesure porte ses fruits), a de fortes chances de stimuler l'ouverture à la concurrence du marché gazier turc assez prochainement. De toute évidence, les règles détaillées de fonctionnement du marché et d'utilisation des infrastructures, ainsi que les décisions d'application que sera appelée à prendre l'ARME, seront déterminantes à cet égard. Un facteur décisif tient au fait que la Turquie jouit du privilège, par rapport aux autres pays de l'OCDE, de pouvoir recourir à des sources d'approvisionnement géographiquement diversifiées (à condition que les nouvelles infrastructures soient achevées). Dans de nombreux pays de l'OCDE, la faible concurrence en amont fait obstacle à

l'instauration de la concurrence sur les marchés gaziers, mais ce problème ne se posera pas forcément en Turquie, vu sa situation géographique. Un autre aspect revêt de l'importance dans cette analyse globale : les informations publiées sur les contrats en vigueur et les perspectives de croissance de la demande donnent à penser que les volumes contractuels assortis d'obligations « take-or-pay » ne sont pas excessifs sur de très longues périodes -- il ne s'imposera donc pas de protéger BOTAS de la concurrence. Néanmoins, certains aspects du plan de réforme pourraient être améliorés.

Un domaine susceptible d'amélioration concerne les services de stockage. Selon les prévisions, BOTAS devrait les céder au secteur privé d'ici 11 ans, ce qui risque de freiner l'ouverture à la concurrence. La loi prescrit qu'un importateur éventuel doit avoir accès à une capacité de stockage en Turquie équivalant à 10 % des volumes d'importation annuels, et que les grossistes doivent pouvoir disposer de stockages suffisants. Par conséquent, ce maillon de la filière sera un goulet d'étranglement, surtout si les 10 % prévus par la loi dépassent la variabilité effective des écarts entre flux d'importation et de consommation ; autrement dit, ces 10 % pourraient représenter une capacité supérieure au volume techniquement nécessaire pour assurer l'équilibre sur le réseau des flux de gaz naturel de certains importateurs. (En fait, comme il est signalé plus haut, la Turquie ne dispose pas encore de stockages proprement dits, mais ceux-ci devraient devenir opérationnels vers 2004.) Avant la privatisation des activités de stockage<sup>39</sup>, BOTAS sera le seul fournisseur de ce type de prestations et pourra entraver les importations effectuées par des entités concurrentes en créant des difficultés d'accès au stockage pour diverses raisons « techniques ». La loi fait obligation aux entreprises de stockage d'assurer des prestations sans distorsions et dans des conditions d'égalité *tant que le réseau est disponible*. Certes, les entreprises de stockage sont tenues de prouver à l'ARME qu'elles assurent un service économique mais, au-delà de cette exigence d'ordre général, les tarifs de stockage ne sont pas réglementés -- ce pourrait être un point faible des plans de libéralisation tant que BOTAS continuera à bénéficier d'une situation de monopole de facto dans ce segment d'activité. L'ARME aura compétence pour vérifier le bien-fondé de tout refus d'accès aux stockages. L'entreprise de stockage pourrait tout de même exercer une discrimination déguisée par divers moyens jusqu'au moment de sa privatisation ; ensuite, elle n'aurait plus rien à gagner de la discrimination à l'encontre des nouveaux entrants.

Il reste à régler et à mettre en œuvre nombre des dispositions détaillées de la réforme dans la réglementation subsidiaire. Il n'est pas encore possible de formuler des observations à leur sujet, mais on peut attirer l'attention des autorités sur plusieurs questions afin qu'elles y réfléchissent dans la prochaine phase d'élaboration des politiques :

- Le groupe d'entreprises qui succédera à BOTAS interviendra dans le transport et le négoce de gaz, aussi bien pendant la transition jusqu'en 2009 que par la suite, jusqu'à la privatisation de la société héritière de BOTAS dans les activités de négoce. De ce fait, la branche transport de BOTAS aura intérêt à refuser l'accès des infrastructures de gazoducs de transport aux nouveaux concurrents de la branche négoce de BOTAS, ou à exercer une discrimination par d'autres moyens. Par conséquent, la tâche de régulation pour assurer un accès équitable aux nouveaux concurrents sera considérable. L'éventail complet des questions relatives à la réglementation de l'accès important à cet égard. Un piège à éviter en particulier est celui des subventions croisées entre les activités de transport de BOTAS et celles de négoce au profit de ces dernières, car elles risquent d'empêcher la concurrence. Par exemple, des difficultés sont apparues, dans certains pays, lorsque l'entreprise de transport a accordé des tarifs préférentiels à ses sociétés de négoce affiliées. Le traitement préférentiel peut prendre diverses formes, notamment des imputations des coûts inappropriées lorsque les entreprises sont scindées. La discrimination peut être plus déguisée également, par exemple par le biais d'une planification avantageuse de la capacité. L'une des principales missions de l'ARME sera

de veiller à l'équité des conditions initiales en la matière pour que la concurrence s'instaure. A cet égard, le degré de séparation entre les fonctions de transport et de négoce du gaz sera particulièrement important avant leur séparation structurelle à partir de 2009.

- Le problème est le même en ce qui concerne l'accès aux réseaux de distribution des négociants de gaz qui en vendront aux clients éligibles. Les entreprises de distribution mèneront à la fois des activités de distribution et de vente aux petits consommateurs et seront incitées à contrecarrer l'accès des nouveaux entrants à leur réseau. La loi sur le marché du gaz ne prescrit pas l'octroi de licences distinctes pour les activités de distribution (par canalisations) et de vente au détail, ce qui complique la tâche de l'ARME, en raison de l'absence d'obligations de séparation comptable équitable. Faute d'une révision de la législation susceptible d'imposer un certain degré de séparation des activités de distribution et de vente au détail, l'ARME devra être particulièrement attentive aux questions liées à l'accès aux réseaux de distribution pour favoriser l'apparition de la concurrence au niveau de la fourniture aux consommateurs finals.
- Il faut procéder comme dans le secteur de l'électricité pour assurer l'équilibre du réseau de transport de gaz et arrêter les conditions régissant les transactions qui s'y rattachent. Cependant, les réseaux de gaz offrent plus de souplesse que les réseaux électriques car ils comportent une certaine capacité de stockage intrinsèque. Il n'est en conséquence pas nécessaire d'assurer un équilibre aussi « fin » que dans le secteur électrique. BOTAS aura intérêt à compliquer outre mesure les mécanismes d'équilibrage des flux de gaz, étant donné que le surcoût pour les nouveaux entrants pourrait réduire la concurrence que devra affronter sa branche négoce. L'ARME devra évaluer avec soin le bien-fondé ainsi que les coûts et les avantages respectifs des différentes dispositions d'équilibrage.
- En Turquie, le réseau gazier se développe rapidement et l'intensité de consommation de gaz du secteur de l'électricité s'accroîtra sans doute. Par conséquent, il importe de réfléchir aux questions découlant de l'interdépendance et de l'intégration grandissante des marchés du gaz et de l'électricité, notamment celle des coûts relatifs du transport du gaz et de l'électricité avec leurs incidences sur le choix du lieu d'implantation des nouvelles centrales électriques. Par exemple, si les tarifs de transport du gaz sont à la distance, et que par ailleurs les tarifs de l'électricité ne tiennent pas compte des pertes en ligne<sup>40</sup>, les constructeurs de nouvelles centrales seront encouragés à les implanter à proximité des sources d'importation de gaz, indépendamment de la distance qui les sépare des centres de consommation (c'est-à-dire la charge). Si, de ce fait, une nouvelle centrale est implantée très loin de la charge, l'efficacité économique de l'ensemble du système gaz-électricité risque fort d'être moindre que dans le cas contraire, qui nécessite le transport du gaz jusqu'à la centrale proche des consommateurs. Plusieurs méthodes permettraient de s'attaquer à ce problème, par exemple l'application d'une tarification du transport plus complexe à effet neutre aussi bien dans le secteur de l'électricité que dans celui du gaz, ou bien de prescriptions administratives dans les procédures d'autorisation des centrales.

## 10. Conclusions et recommandations

Les perspectives d'une réforme en profondeur du secteur gazier conduisant à sa libéralisation et à sa privatisation partielle se dessinent maintenant : cette réforme présente de fortes analogies avec celle du secteur électrique, notamment en ce qu'elle prévoit la création d'un régulateur commun et s'aligne sur les bonnes pratiques prises pour repères par l'OCDE. Les propositions avancées dans ce sens vont plus loin que ces repères sur un point, car l'un des éléments clés consiste à imposer la cession progressive des contrats d'importation par BOTAS, entreprise qui détient actuellement le monopole sur les importations. C'est une mesure très favorable à la concurrence, puisqu'elle vise plutôt à la stimuler qu'à simplement la laisser s'instaurer. En cas de succès, les projets de réforme laissent entrevoir, à terme, de très bonnes perspectives d'ouverture du marché turc à la concurrence, par rapport à certains autres pays. En dernier ressort, cela tient à la situation géographique du pays et à la construction prévue de gazoducs, qui ménageront à la Turquie une relative profusion de possibilités liées à la concurrence entre pays producteurs en amont. Un autre aspect revêt de l'importance pour l'évaluation globale de la situation : les informations publiées sur les contrats en vigueur et les perspectives de croissance de la demande donnent à penser que les volumes contractuels assortis d'obligations « take-or-pay » ne sont pas excessifs sur de très longues périodes -- il ne s'imposera donc pas de protéger BOTAS de la concurrence. Il reste à régler et à mettre en œuvre bon nombre des dispositions détaillées de la réforme de la réglementation subsidiaire et c'est dans cette optique que l'on peut réfléchir aux conclusions et recommandations formulées ci-après.

- Pour l'heure, BOTAS restera verticalement intégrée et c'est uniquement le gaz vendu par elle qui sera mis sur le marché intérieur, car les importateurs ne pourront pas, aux termes de la nouvelle loi sur le gaz naturel, conclure des contrats entièrement nouveaux tant que les ressources que procurent les contrats signés par BOTAS n'auront pas été complètement utilisées. Par conséquent, **l'ARME devra veiller de près à la réglementation qui s'appliquera à BOTAS pour faire en sorte que la concurrence ne soit pas compromise par des obstacles à l'accès au transport -- parmi les mesures envisageables pour s'attaquer à ce problème avant la séparation structurelle qui doit intervenir en 2009, on peut citer la séparation de l'exploitation dans le cadre des conditions d'octroi de licences. Le comportement de BOTAS sur les marchés de gros devra également faire l'objet d'une surveillance et d'une réglementation vigilantes.**
- La loi ne précise pas si le taux de rentabilité de la réglementation incitative (par exemple, selon la formule de l'indice des prix à la consommation minoré de X %) s'appliquera pour l'approbation des tarifs-- il appartiendra vraisemblablement à l'ARME d'en décider lorsqu'elle arrêtera les principes généraux à retenir pour la tarification. **Il semble souhaitable d'appliquer une réglementation incitative dès que possible.**
- Le programme général de scission des différentes branches de BOTAS (transport, stockage, négoce) et de privatisation à terme pourrait être amélioré sur un point important. Il y aura probablement un goulet d'étranglement au niveau du stockage et BOTAS pourrait entraver les importations effectuées par des entités concurrentes en créant des difficultés d'accès à ces prestations pour diverses raisons « techniques » ; or, elle aura intérêt à le faire. **La loi imposant aux entreprises de stockage d'offrir leurs services sur le marché devrait être renforcée. On ne voit pas bien pourquoi les autorités ont choisi de laisser le stockage sous la houlette de BOTAS pendant si longtemps -- il serait souhaitable que les installations de stockage soient privatisées dès qu'elles deviendront opérationnelles afin de favoriser l'avènement de la concurrence.**

- La loi pourrait être renforcée dans un autre domaine important, à savoir le cadre qui sera à la base de l'accès des tiers aux réseaux de distribution. Contrairement à la loi sur l'électricité (qui prescrit des licences distinctes pour les activités de distribution et de vente aux petits consommateurs), la loi sur le gaz regroupe la fourniture par les canalisations et la vente au détail sous la définition de l'activité de distribution. Elle devrait aller plus loin et stipuler que ces deux fonctions soient des activités à mener sous des licences distinctes. Une autre solution serait de trouver un mécanisme ou un autre pour imposer au moins leur séparation comptable. Cela faciliterait l'entrée sur le marché d'entreprises indépendantes de vente aux petits consommateurs (ou d'entreprises de distribution opérant déjà dans d'autres zones de desserte) et stimulerait la concurrence entre les fournisseurs pouvant acheter le gaz sur le marché de gros, l'acheminer en recourant à des prestations de transport fournies par les entreprises de transport et de distribution locale, et le revendre aux consommateurs finals.
- BOTAS aura intérêt à compliquer outre mesure les mécanismes d'équilibrage des flux de gaz, étant donné que le surcoût pour les nouveaux entrants pourrait réduire la concurrence que devra affronter sa branche négoce. **L'ARME devra évaluer avec soin le bien-fondé ainsi que les coûts et les avantages respectifs des différentes dispositions d'équilibrage pour s'assurer qu'elles ne sont pas discriminatoires à l'encontre des nouveaux entrants sur le marché de gros.**
- Le régulateur devrait analyser l'interaction entre les tarifs de transport du gaz et de l'électricité. De nombreuses nouvelles centrales au gaz seront construites dans la prochaine décennie et il serait très souhaitable d'éviter que le choix du lieu d'implantation soit faussé par des rapports entre ces tarifs qui ne seraient pas satisfaisants. **Plusieurs méthodes permettraient de s'attaquer à ce problème, par exemple l'application d'une tarification du transport plus complexe à effet neutre aussi bien dans le secteur de l'électricité que dans celui du gaz, ou bien de prescriptions administratives dans les procédures d'autorisation des centrales.**

L'analyse du rôle de l'ARME présentée dans la section sur l'électricité ainsi que les conclusions et recommandations qui s'y rapportent sont tout aussi valables pour le secteur du gaz.

## TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES

### 11. Introduction au secteur des transports

De par sa situation géographique, la Turquie est, en puissance, un important pays de transit pour le transport de surface de marchandises entre l'Europe et l'Asie, les pays de la CEI et ceux du Moyen-Orient. Les objectifs de développement des infrastructures à moyen terme visent notamment à multiplier ces liaisons intercontinentales. La planification au niveau européen inclut le réseau de transport turc dans les réseaux transeuropéens de transport (RTE-T). Néanmoins, jusqu'à présent, les divers conflits régionaux qui sévissent ont sensiblement réduit les flux en transit à travers la Turquie et ce trafic demeure, dans l'ensemble, étonnamment faible.

Comme on l'observe d'une manière générale dans d'autres pays, il s'est produit sur une longue période un transfert modal du rail vers la route dans le transport de marchandises. En fait, en Turquie, cette tendance est encore plus prononcée que dans la plupart des pays. En 1950, les trois quarts du fret terrestre étaient acheminés par le réseau ferroviaire. Or, la part du volume total de marchandises transportées par ce mode est actuellement inférieure à 5 %, alors que celle de la route avoisine 90 %. Le réseau ferroviaire en place est relativement sous-développé : sa densité est faible, la longueur totale de voies est de 8 400 km (sur l'axe est-ouest, la Turquie mesure 2000 km environ) et il se compose pour une bonne part de voies uniques non électrifiées. Le réseau ferroviaire est utilisé essentiellement pour transporter des minerais et des marchandises en vrac, pondéreux caractéristiques du trafic longue distance pour lequel le rail présente un avantage comparatif évident sur la route.

Dans les pays européens, l'intervention réglementaire qui s'appliquait de longue date au transport routier de marchandises a été contraignante pendant une grande partie du 20<sup>ème</sup> siècle pour parer à la menace concurrentielle qu'exerçait la route sur les chemins de fer d'État. Elle imposait des restrictions à l'entrée et sur les quantités, ou sur les services que pouvaient assurer les transporteurs routiers (CEMT, 1998). Dans les années d'après-guerre, la réglementation s'est progressivement détournée du contrôle de l'environnement concurrentiel du transport routier de marchandises pour privilégier la coordination intermodale, mais cela a tout de même eu pour effet de freiner le développement du fret routier. C'est seulement à la fin des années 1980 et au début des années 1990 que la libéralisation a progressé relativement vite au sein de l'UE et favorisé une baisse des prix relatifs et absolus du transport routier ainsi qu'une amélioration de la qualité des services. En la matière, la politique turque des transports a accordé la primauté à la route avant l'Europe, puisqu'elle a amorcé cette réorientation dans les années 1950.

Néanmoins, la Turquie souhaite, comme beaucoup d'autres pays, transférer le fret vers le rail pour réduire les problèmes d'environnement et de congestion occasionnés par le trafic routier lourd. Mais les chances de réussite à cet égard sont minces. Les facteurs économiques qui expliquent le passage au fret routier sont les mêmes dans tous les pays. En outre, la Turquie doit aussi relever un défi majeur, et ses contraintes budgétaires n'en sont pas la moindre des causes : il lui faut mobiliser des investissements suffisants pour la construction et l'amélioration des infrastructures ferroviaires, qui devront se concrétiser à très grande échelle. Les politiques de réglementation restrictives pour le transport routier afin de favoriser le rail ont échoué partout -- la Turquie a été bien avisée de ne pas s'engager dans cette impasse.



L'aspiration à favoriser le rail ne devrait pas freiner le développement des infrastructures routières essentielles, ni empêcher de garder un régime réglementaire libéral en place. En fait, il est essentiel d'augmenter la capacité du réseau routier parce que le trafic est généralement très dense autour des grandes agglomérations dans l'ouest du pays, d'où des problèmes d'encombrements et de sécurité.

Le cadre réglementaire applicable au fret routier en Turquie fait actuellement l'objet de modifications importantes et d'une harmonisation avec les normes techniques et sociales européennes<sup>41</sup> en vertu de la nouvelle loi sur le transport par route, dont est actuellement saisi le Parlement, et de la législation subsidiaire ultérieure. Les changements touchant au transport routier international de marchandises seront relativement limités. Étant donné que la Turquie est membre de la Conférence Européenne des Ministres des Transports (CEMT), le régime qui s'applique par décret au fret routier international est déjà aligné, dans une large mesure, sur les conditions requises par la CEMT et l'UE. Pour le secteur du transport intérieur de marchandises, en revanche, le régime réglementaire est fondamentalement nouveau et entraîne une grande mutation structurelle ainsi qu'une tâche ardue pour les autorités en matière de contrôle du respect de la loi.

Les autorités s'inquiètent du défi concurrentiel que devront relever les transporteurs routiers turcs face à l'arrivée sur le marché d'entreprises étrangères plus évoluées et disposant d'assises financières plus solides avec la poursuite de l'intégration avec l'UE, ainsi que sous l'effet de la libéralisation et de l'internationalisation du marché national turc du transport de marchandises qui en résulteront. Une autre préoccupation que partagent les autorités des transports au sein de l'UE tient à la concurrence à affronter de la part des opérateurs de fret des pays candidats à l'adhésion où les salaires sont faibles. Dans tous les pays, des craintes réciproques de cette nature ont marqué et ralenti la libéralisation du transport international de marchandises par route. Là où la libéralisation a finalement été très poussée, comme à l'intérieur de l'UE, les résultats obtenus ont été très positifs. « Dans les pays et les régions ayant procédé à la déréglementation, les prix du transport ont fortement chuté, les gains de productivité ont été substantiels et la qualité du service s'est nettement améliorée. La concurrence y est devenue plus vive et les marges bénéficiaires se sont réduites ; en outre, la sous-traitance a connu un essor appréciable » (CEMT 2000b). En particulier, les craintes de perdre des parts de marché considérables au profit d'entreprises étrangères ne se sont finalement pas matérialisées. La libéralisation a soulevé certains problèmes en Europe, notamment des résultats systématiquement déficitaires et un phénomène de volatilité excessive (« churning ») parmi les petites entreprises ainsi que le détournement de la réglementation qui y est associé -- il faut s'y attaquer et les autorités turques doivent en être prévenues. Mais ce ne sont probablement pas des conditions plus restrictives à l'entrée qui résoudront ces difficultés, car la cause première est à trouver dans les carences aux niveaux de la gestion au sein des petites entreprises et du contrôle du respect des règlements en vigueur.

L'orientation stratégique à conseiller à la Turquie associe l'application des normes européennes dans le secteur du fret au niveau national -- comme prévu -- et la poursuite de la levée des restrictions qui pèsent encore sur le transport international de marchandises. Cela supposera des négociations permanentes avec d'autres pays et les autorités turques n'auront donc pas une maîtrise totale de l'évolution de la situation. Nombre des questions qui se posent concernant la concurrence dans le secteur turc du transport routier de marchandises s'inscrivent dans le contexte international en raison des limites très strictes imposées à l'accès aux marchés des pays de l'UE et de certains autres. Par conséquent, l'adhésion à terme de la Turquie à l'UE, qui a déjà libéralisé le marché intérieur du transport routier, laisse espérer un changement important sur le marché turc, à condition que la législation accorde aux transporteurs turcs les mêmes chances qu'aux transporteurs de l'UE.

## 12. Transport routier de marchandises -- généralités

La profession du fret routier consiste à assurer le transport de marchandises par route entre entreprises ainsi qu'entre entreprises et consommateurs. Elle comporte de multiples facettes, par exemple : transport national ou international, à longue ou à courte distance, par camions complets ou de charges partielles, trafic marchandises spéciales/dangereuses ou produits ordinaires, ainsi que transport pour compte propre ou pour compte d'autrui. A sa lisière, ce secteur se fond avec les services postaux, ainsi qu'avec le rail et d'autres modes dans le transport multimodal ou combiné. Le secteur routier fait concurrence en outre au transport ferroviaire, en particulier sur de longues distances et pour le trafic lourd.

L'expérience montre, au niveau international, que le segment du transport par camions complets du marché du fret routier peut être concurrentiel avec une intervention réglementaire relativement légère parce qu'il ne présente que de faibles économies d'échelle et de gamme, ainsi que des coûts d'entrée et de sortie relativement bas. Les volumes de fret sont importants par rapport aux dimensions efficaces ou autorisées des camions, la ponctualité n'est généralement pas déterminante et le chargement complet du véhicule exclut d'autres économies de gamme. Ce secteur est axé, en général, sur les livraisons d'entreprise à entreprise. Par conséquent, en l'absence de restrictions à l'entrée, il se caractérise d'ordinaire par une pléthore de sociétés relativement petites et des marchés généralement concurrentiels. La libéralisation, dans de nombreux pays, a fait baisser les tarifs de fret qui, parce qu'ils sont plus rationnellement alignés sur les coûts, font augmenter la productivité, réduisent les coûts et améliorent la qualité du service ainsi que la capacité d'adaptation aux attentes de la clientèle.

Les économies d'échelle et de gamme sont plus importantes dans le segment du marché où les délais ont de l'importance ou qui transporte des charges partielles (par exemple les services de colis express). La part des livraisons aux consommateurs y est plus grande et, par conséquent, la ponctualité y joue souvent un plus grand rôle ; par ailleurs, les flux d'un point à l'autre peuvent être peu volumineux par rapport à l'échelle efficace minimum du véhicule. En conséquence, ce secteur affiche des économies de gamme ou de routage liées au groupage de marchandises vers une même destination ou des destinations voisines. Dans nombre de pays, ce marché s'est concentré au fil du temps, mais cela n'exclut pas une concurrence efficace, surtout lorsqu'elle est préservée par un contrôle rigoureux du respect du droit de la concurrence.

Le secteur du transport routier de marchandises est le plus souvent concurrentiel par nature, c'est pourquoi une intervention réglementaire stricte et spécifique n'est pas indispensable pour y faire régner la concurrence. Le lecteur trouvera une analyse plus exhaustive de ces questions dans le rapport OCDE (2000). Certains aspects techniques de la réglementation relative à la sécurité et à l'environnement revêtent toutefois de l'importance. Il n'entre pas dans le cadre de ce chapitre d'aborder ces aspects nécessaires et importants du régime réglementaire, notamment les normes concernant les dimensions, le poids et les émissions des véhicules ; les réglementations relatives aux temps de conduite ; les règles d'octroi de permis de conduire et le traitement spécial des marchandises dangereuses. L'accent est mis, pour l'essentiel, sur la régulation économique dans la mesure où elle influe sur la concurrence -- c'est-à-dire celle qui porte sur l'entrée, la sortie, les prix, les services, la propriété, ainsi que sur des instruments économiques tels que les taxes, les redevances et les subventions --, mais aussi sur les réglementations techniques qui ont des incidences notables sur la concurrence.

### **13. Description du secteur turc du transport routier de marchandises**

L'évolution du marché turc du fret routier suit les tendances observées au niveau international -- les entreprises sont pour la plupart de petite taille et il règne une forte concurrence dans le secteur. En 2000, 882 entreprises intervenaient dans les transport international de marchandises par route, soit plus du double qu'en 1990, et utilisaient plus de 21 000 véhicules tracteurs. Les petites entreprises prédominent dans la profession, plus de la moitié d'entre elles possédant entre dix et 25 véhicules. Au total, transport intérieur compris, le nombre d'immatriculations à la fin de 2000 s'établissait à 800 000 tracteurs, camions et camions citernes. La flotte internationale est apparemment importante et relativement moderne par rapport aux normes européennes, et très compétitive compte tenu des salaires relativement faibles en Turquie. Il n'existe pas d'entreprises publiques dans le secteur du fret routier.

En 2000, le fret routier a représenté 53.2 % des exportations et 35.2 % des importations en valeur. En volume, les parts respectives sont seulement de 26.2 % et de 7 %, ce qui témoigne du rôle prééminent du transport maritime pour acheminer des marchandises de faible valeur en volumes importants. Le trafic routier à l'exportation et à l'importation est assuré principalement par des véhicules turcs, auxquels reviennent des parts de 95 % des exportations et de 83 % des importations, alors que des entreprises étrangères occupent une position dominante dans le transport maritime.

Le transit de fret routier provenant de l'Europe en direction du Moyen-Orient et de la CEI est faible en regard du trafic international dont les points d'origine ou de destination sont situés en Turquie, puisqu'il ne représente que 3 % environ du total des entrées dans le pays. Exprimées en parts du nombre total des parcours, les exportations s'effectuent principalement en direction de l'Europe (55 %), contre 30 % vers le Moyen-Orient et 14 % vers la CEI. Comme on le verra plus loin, le contingentement des voyages de fret international limite sensiblement les échanges et représente une anomalie dans un environnement commercial en voie de libéralisation, notamment compte tenu de l'union douanière avec l'UE. Ce problème, bien entendu, ne se cantonne pas à la Turquie.

Les données sur les prix du transport routier de marchandises ne sont pas recueillies systématiquement en Turquie, mais les autorités considèrent que la concurrence est très vive. En fait, le principal sujet de préoccupation, pour les pouvoirs publics, touche à la faible rentabilité, notamment parmi les petites entreprises. A cet égard, la situation en Turquie s'apparente à celle que l'on constate au sein de l'UE.

Le droit de la concurrence s'applique dans ce secteur sans réserves ni exceptions. L'Autorité de la concurrence n'a adopté aucune décision concernant le secteur du transport routier de marchandises à propos des accords horizontaux ou de l'abus de position dominante, notamment par la pratique des prix d'éviction. Cette instance a toutefois lancé une enquête exhaustive à la suite d'allégations faisant état d'une entente entre transporteurs routiers de marchandises importées à destination d'Istanbul. Cette enquête s'est achevée et les transporteurs ont été condamnés à des amendes (pour de plus amples renseignements, se reporter au Journal officiel daté du 27 juin 2001).

**Tableau 4. Parts de marché des différents modes de transport - Marché intérieur  
(en % des tonnes-kilomètres)**

	<i>Marchandises</i>			<i>Voyageurs</i>		
	<b>1990</b>	<b>1995</b>	<b>1999</b>	<b>1990</b>	<b>1995</b>	<b>1999</b>
Maritime	8.3	6.0	4.8	0.1	0.0	0.0
Ferroviaire	8.0	6.3	4.4	2.5	2.3	2.1
Pipelines	7.9	2.3	1.6	-	-	-
Routier	75.7	85.3	89.1	96.6	96.0	96.1
Aérien	0.1	0.2	0.2	0.9	1.7	1.8

Source: SPO (Organisme national de planification )

**Tableau 5. Parts de marché des différents modes de transport – Fret international 1997  
(%)**

	<i>Quantité</i>			<i>Valeur</i>		
	<b>Expor- tations</b>	<b>Impor- tations</b>	<b>Total</b>	<b>Impor- tations</b>	<b>Exportations</b>	<b>Total</b>
Maritime	72.9	89.9	85.4	39.1	50.5	46.5
Ferroviaire et autres	0.6	2.1	1.7	0.7	3.0	2.2
Routier	26.2	7.6	12.5	53.1	35.1	41.5
Aérien	0.4	0.4	0.4	7.1	11.3	9.8

Source: SSE (Turquie)

#### **14. Institutions et politiques réglementaires**

Le ministère des Transports et des Communications est responsable de la réglementation de ce secteur, et notamment de la préparation et de la mise en œuvre des réglementations légales et des accords internationaux. Le Parlement examine actuellement une nouvelle loi sur le transport par route. Ce texte et la législation subsidiaire ultérieure harmoniseront le cadre réglementaire qui se composait jusqu'ici d'un ensemble disparate de décrets visant le transport international de marchandises et de réglementations régionales applicables aux mouvements de fret à l'intérieur des provinces ou sur des distances inférieures à 100 kilomètres. Aucune restriction quantitative n'est imposée à l'entrée sur les marchés international et national du transport de marchandises, et les prix ne sont pas soumis à une réglementation générale<sup>42</sup>.

La réglementation de l'entrée dans la profession de transporteur international -- qui porte sur l'octroi d'autorisations d'accès au marché (où interviennent la capacité financière, la capacité professionnelle et l'honorabilité), le poids et les dimensions des véhicules, ainsi que sur les normes sociales -- est conforme à celle de l'UE parce qu'elle prend en compte les obligations à respecter dans le cadre de la CEMT. En revanche, l'entrée dans le secteur du fret national (avant l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur le transport par route) n'est pas régie par les mêmes conditions cadres. Par conséquent, la segmentation est très importante entre les activités nationales et internationales de la profession en Turquie. Plus précisément, les conditions d'entrée et les réglementations sociales que

doivent respecter les transporteurs internationaux ne s'appliquent pas encore aux opérateurs de fret national. Pour adhérer à l'UE, la Turquie s'engage à rapprocher sa législation du droit communautaire, ce qui est l'objectif de la loi sur le transport par route.

Le marché du fret routier à l'intérieur de l'UE est très libéralisé pour les entreprises des pays qui en font partie. C'est en effet un marché unique, avec pour seule obligation à l'entrée de détenir une autorisation nationale délivrée par un pays de l'UE qui permet sans aucune restriction le transport national et international à l'intérieur de l'UE, quel que soit le pays d'origine du transporteur au sein de l'UE (voir encadré 1).

Contrairement au marché intérieur turc et au marché de l'UE qui sont libéralisés, le fret international entre ces marchés et d'autres pays est encore régi par un cadre réglementaire très contraignant. Les activités sont réglementées par des accords bilatéraux et multilatéraux étroitement imbriqués qui imposent des restrictions de quantité et d'aptitude en limitant le nombre d'autorisations requises pour qu'un camion effectue un voyage entre des juridictions différentes. Des accords bilatéraux ont été signés avec 50 pays européens, asiatiques et africains. Ils régissent à la fois le nombre et la répartition des autorisations d'entrée dans le secteur. Il existe également un nombre restreint d'autorisations bilatérales qui relèvent d'un système mis en place sous les auspices de la CEMT (voir encadré 2).

Le contingent de base pour la Turquie est de 141 autorisations CEMT. En outre, à la suite d'échanges d'autorisations classiques contre plusieurs autorisations pour camions moins polluants, le nombre total d'autorisations CEMT a été porté à 493 en 2001. Il est à noter qu'une autorisation CEMT est valable pour un camion seulement. La portée limitée de ce système de la CEMT ressort clairement si l'on rappelle que 882 entreprises opèrent en transport international et utilisent plus de 20 000 véhicules tracteurs. Par conséquent, la majeure partie des transports internationaux sont couverts par des contingents bilatéraux négociés tous les ans, dans le cadre d'accords bilatéraux, avec 50 pays européens, asiatiques et africains différents. Les autorisations sont délivrées selon un système de file d'attente et, lorsque le nombre d'autorisations de passage pour l'année est épuisé, des négociations sont entamées avec le pays concerné pour en obtenir d'autres, souvent sans succès. A ce stade, les entreprises turques ne peuvent plus opérer et elles perdent des parts de marché au profit d'entreprises étrangères dont les coûts sont plus élevés mais qui n'ont pas épuisé leur quota d'autorisations. Les autorités turques ont constaté que les pénuries d'autorisations les plus fortes qui se sont produites dans les derniers mois de 2000 concernaient des échanges avec la Fédération de Russie, la Géorgie, l'Italie, l'Autriche, la Roumaine, la Hongrie et la France. La gestion de ce système implique une lourde tâche administrative -- à titre d'exemple, plus de 200 000 autorisations individuelles de voyage ont été délivrées en 2000 pour des flux à destination des 35 principaux partenaires commerciaux. (Communication de la Turquie pour la table ronde du Comité du droit de la politique de la concurrence de l'OCDE : « Competition Issues in Road Transport »).

### **Encadré 1 : Réglementation de l'Union européenne en matière de prix et d'entrée dans les services de transport routier de marchandises**

L'un des objectifs fondamentaux du Traité instituant la Communauté européenne était de libéraliser le marché des services de transport pour créer un marché unique au sein de l'UE. Il a été atteint, dans une large mesure.

La réglementation des tarifs de transport international de marchandises par route entre les États membres a cessé en 1989 (Règlement 4058/89 du Conseil). Précédemment, le régime tarifaire encadré par des fourchettes avait dans un premier temps pour but de protéger les chemins de fer, mais il a visé par la suite à empêcher une « concurrence excessive » dans le secteur du transport routier. Son application a échoué parce qu'il n'était pas respecté par les transporteurs et les chargeurs. La réglementation des prix des transports intérieurs, qui relevait de la compétence des États membres, n'a pas été directement influencée par la déréglementation de la formation des prix au niveau international, mais la plupart des pays de l'UE ont finalement abandonné la réglementation des prix sur les marchés nationaux du transport routier de marchandises.

La première réforme fondamentale de l'accès aux marchés du fret routier au niveau de l'UE s'est cantonnée aux marchés internationaux. Autrement dit, elle ne concernait que les services dans lesquels un véhicule était chargé dans un État membre et déchargé dans un autre État membre. Aux termes du Règlement 881/92 du Conseil du 26 mars 1992, tout transporteur établi dans un État membre pouvait assurer des services de transport bilatéraux ou en transit pour le compte d'autrui s'il était titulaire d'une « licence communautaire » pour effectuer des transports internationaux. Ces licences n'étaient pas contingentées. Elles ne sont obligatoires que pour des véhicules dont la charge utile autorisée dépasse 3.5 tonnes. Le transport international pour compte propre ne nécessite pas de licence communautaire, mais les opérateurs en compte propre ne peuvent pas transporter de marchandises contre rémunération, même lors des voyages de retour. [Commission européenne, 1999]

La grande réforme suivante (Règlement 3118/93 du Conseil du 25 octobre 1993) a libéralisé graduellement les marchés nationaux ou de « cabotage », c'est-à-dire ceux où un véhicule exploité par un transporteur non-résident est chargé et déchargé dans un même État membre. Jusqu'en juillet 1998, cette réforme a instauré progressivement un régime permettant d'obtenir, pour les véhicules, des autorisations communautaires pour réaliser des opérations de cabotage dans une autre État membre. Ces autorisations, valables pendant un ou deux mois seulement, étaient accordées dans le cadre d'un contingent qui augmentait progressivement. Depuis le 1er juillet 1998, ce régime d'autorisations de cabotage est supprimé et tous les véhicules autorisés à assurer des transports internationaux sous couvert du Règlement 881/92, c'est-à-dire titulaires d'une licence communautaire, peuvent réaliser des opérations de cabotage dans n'importe quel État membre. Dans la pratique, toutefois, le cabotage a affiché un faible taux de pénétration (CEMT, 1998, p. 10).

La libéralisation de l'accès a également incité à uniformiser la réglementation dans les domaines social, technique et fiscal, afin d'égaliser les conditions de concurrence entre les États membres.

Des réglementations importantes dans ce secteur portent sur la sécurité des conducteurs. Le Règlement 3820/85 du Conseil du 20 décembre 1985 définit les périodes de conduite et de repos maxima. La Directive du Conseil 88/599/CEE précise comment doivent être organisés les contrôles de l'application correcte de ces dispositions, sur route et dans les locaux des entreprises.

Une directive ultérieure (Directive du Conseil 96/26/CE) harmonise les règles en matière d'accès à la profession pour l'octroi d'une licence communautaire. Celle-ci ne peut être refusée que pour des raisons ayant trait à l'honorabilité (condamnation pénale grave ou condamnations pour infraction à la législation du transport dans les domaines social et technique), à la capacité financière (l'entreprise doit disposer d'un capital et de réserves au moins égales à un montant précisé) et à la capacité professionnelle (le dirigeant de l'entreprise de transport doit passer un examen par écrit ou posséder une expérience pratique déterminée). La preuve à apporter en ce qui concerne la capacité financière diffère selon les pays -- le minimum harmonisé depuis le 17 mars 1998 est de 9 000 € pour le premier véhicule et de 5 000 € pour les autres.

Des progrès ont été réalisés au niveau de l'UE concernant la simplification et l'harmonisation des taxes et redevances applicables aux véhicules afin d'égaliser les conditions de concurrence (CEMT, 1998 et CEMT, 2000a). Il subsiste néanmoins des divergences, en dépit des recommandations d'uniformisation de la CEMT. Il est proposé de modifier la structure de taxation afin d'augmenter progressivement la part relative des prélèvements territoriaux (notamment les péages et les redevances kilométriques) afin que le lieu d'établissement soit moins retenu comme lieu d'imposition. Il existe un ensemble de règles de l'UE sur le dumping, c'est-à-dire la vente au rabais. Cependant, comme les procédures sont complexes et les coûts, par essence, difficiles à calculer, il est presque impossible de prouver que les prix sont inférieurs aux coûts (CEMT 1998, p. 28). Il importe peu que la responsabilité en incombe au transporteur qui facture un prix inférieur aux coûts ou à celui qui accepte de payer un tel prix.

Les accords bilatéraux et le nombre limité d'autorisations CEMT entraînent une atomisation des marchés du fret, d'où la difficulté à éviter les retours à vide, qui sont une source d'inefficience. En l'absence d'autorisations multiples, le transport par des pays tiers est limité -- ce qui réduit les possibilités de chargement de retour ou sur le parcours. Par exemple, il est interdit aux camions turcs de transporter des marchandises de la Turquie à la France sous couvert d'une autorisation bilatérale française sans disposer également d'autorisations des pays de l'UE à traverser pour ce faire -- il en va de même pour tout voyage de retour en charge. Cela met en évidence une « pièce manquante » importante dans le casse-tête réglementaire des accords bilatéraux : un accord général sur le transit. Des efforts pour mettre en œuvre un accord de cette nature ont été amorcés lorsque le Conseil européen a donné mandat à la Commission européenne en 1997 pour faire avancer la question, mais aucun résultat concret n'a été obtenu. Même si un accord général sur le transit était mis en œuvre, des restrictions resteraient en place. Par exemple, aux termes d'un accord sur le transit, il serait légal qu'un chargement transporté depuis la Turquie jusqu'à la France traverse l'Allemagne sans autorisation allemande, mais il serait illicite d'acheminer un chargement de retour de la France à l'Allemagne, puis un second chargement de l'Allemagne à la Turquie.

Les accords bilatéraux interdisent généralement le cabotage et une autorisation CEMT ne donne pas non plus le droit d'effectuer ce type de transport. Par conséquent, le marché turc est réservé aux entreprises turques (et inversement), ce qui fragmente encore plus le marché. Enfin, la Turquie n'exempte pas le transport pour compte propre des conditions requises par l'autorisation bilatérale -- contrairement à nombre d'autres pays -- voir encadré 2.

Dans la perspective plus générale de la libéralisation des échanges, et de l'union douanière avec l'UE, les restrictions quantitatives imposées au transport routier international de marchandises et au cabotage sur les marchés respectifs constituent une anomalie. Un document de la CEMT conclut à cet égard que « la pluralité des accords bilatéraux, leur caractère secret et leur singularité résultant de dispositions particulières font que la majorité des transports internationaux hors Union européenne qui sont assurés le sont selon des modalités qui ne sont pas transparentes et qui constituent chacune des exceptions aux règles de l'économie de marché. Ces transports ne répondent en effet pas aux critères d'une allocation efficace des ressources, c'est-à-dire qu'aucun équilibre qui résulterait de la concurrence et des seuls mécanismes économiques n'est recherché. » (CEMT, 2000).

Les autorisations bilatérales sont réciproques et confèrent, de ce fait, un semblant d'équilibre au marché du fret routier. En outre, elles permettent aux différents pays d'exercer un certain contrôle sur les volumes de fret qui traversent leur territoire -- ce qui revêt une importance particulière pour un certain nombre de pays européens de transit à l'environnement fragile. Mais le système accroît le coût du transport lorsque les autorisations délivrées sont en nombre insuffisant, ce qui n'est pas rare -- plus précisément, il ne stimule pas la croissance des entreprises dont les coûts sont faibles, mais celle des entreprises qui ont accès aux autorisations. Or, d'une manière générale, l'octroi d'autorisations privilégie les acteurs déjà en place dans la profession, et non l'efficience. On a assisté, par ailleurs, à une augmentation de la fraude dans la délivrance d'autorisations CEMT ces dernières années, ce qui témoigne d'une valeur de rareté attachée à l'offre insuffisante dans la légalité.

La Turquie n'a pas compétence pour résoudre unilatéralement ces problèmes, ni aucun autre pays d'ailleurs. C'est dans les instances multilatérales que des travaux sont en cours pour y remédier, mais on ne saurait s'attendre à un règlement rapide. Il faut plutôt aménager le système de l'intérieur et promouvoir la libéralisation chaque fois qu'il en existe la possibilité. Il existe plusieurs autres « pommes de discorde » de caractère multilatéral dans ce secteur, notamment les suivantes :

- Les diverses conditions requises en matière d'octroi de visas aux conducteurs pour les pays de destination ou de transit. Aucun mécanisme international de facilitation de l'obtention de visas n'est encore en place, ce qui complique l'organisation du transport de marchandises par des itinéraires traversant plusieurs pays. La CEMT s'emploie à concevoir un système d'autorisations périodiques à entrées multiples pour les pays de la CEMT.
- Les différentes normes de poids et d'ordre technique non conformes à celles de l'UE imposées dans certains pays et les fortes pénalités que ces derniers appliquent en cas d'infraction à ces normes particulières peuvent entraîner une segmentation du marché. La Turquie signale que les transports à destination de la Bulgarie et de la Roumanie posent des problèmes à cet égard.
- Les temps d'attente aux frontières de la Bulgarie et de la Grèce ne semblent pas soulever de difficultés importantes, en comparaison de certains points de passage où se forment des goulets d'étranglement aux frontières entre l'Union européenne et l'Europe centrale.

La nouvelle loi sur le transport par route entraînera, à terme, une profonde mutation structurelle dans le secteur national du fret routier et devrait atténuer sensiblement la coupure entre la Turquie et le marché international à la faveur d'une harmonisation des conditions d'entrée et d'autres prescriptions réglementaires. Le régime réglementaire applicable au secteur national en sera nettement renforcé, et il faudra prévoir un certains temps d'adaptation. Il est probable que nombre des entreprises y opérant actuellement ne pourront pas respecter les exigences conformes à celles de l'UE en matière d'accès au marché et de réglementation sociale. Conscientes de cette difficulté, les autorités envisagent certains aménagements de transition pour donner une assise plus solide à la profession. Elles prévoient notamment de créer un « nombre restreint » de nouvelles entreprises coopératives contractantes -- les entreprises en place pourraient choisir de se mettre en conformité avec les nouvelles exigences réglementaires ou bien de devenir des sous-traitants des nouvelles entreprises coopératives. Les dispositions détaillées en la matière sont encore à l'étude, mais il risque de se poser, à l'évidence, des problèmes de politique de la concurrence ou de politique plus générale, notamment : [Certains contacts, dans le secteur privé, font savoir qu'on entendrait par « nombre restreint » environ 60-70 entreprises -- des précisions sont nécessaires]

- Dans ces conditions, il semble raisonnable que les autorités responsables des transports participent au lancement de cette nouvelle structure au niveau des orientations générales, mais il serait contre-indiqué que leur intervention se poursuive par la suite. Lorsque les nouvelles entreprises seront en place, les autorités devraient se retirer et permettre que la structure de la profession évolue sous l'effet des forces du marché, dans le respect du droit de la concurrence.
- Il conviendra d'accorder l'attention voulue dès le départ aux problèmes de concurrence. Le nombre d'entreprises coopératives devrait être suffisant pour éviter qu'il ne s'instaure un pouvoir de marché ou une segmentation du marché géographique susceptible d'y donner lieu dans une région donnée. Ces entreprises devraient être libres de mener leurs activités, directement ou par le biais de la sous-traitance, sur tout le territoire turc.



Les autorités ont fait savoir qu'elles étaient prêtes à envisager l'abolition des restrictions réservant le marché du cabotage aux entreprises turques (ce qui laisserait aux transporteurs turcs la mainmise sur le marché intérieur) seulement après l'adhésion pleine et entière à l'UE, et qu'une période de transition sera nécessaire pour libéraliser les transports assurés par des pays tiers [Il faut préciser si la référence au transport par des pays tiers signifie que des droits de cabotage seront accordés à des Etats non membres de l'UE dans le cadre d'accords bilatéraux ou que des transporteurs extérieurs à l'UE seront autorisés à effectuer des transports entre la Turquie et les actuels Etats membres de l'UE]. Les autorités turques ont annoncé également qu'elles s'efforceraient d'obtenir une dérogation temporaire concernant l'accès de transporteurs étrangers au marché intérieur. Elles s'inquiètent essentiellement de l'impact que pourrait avoir sur la concurrence faite aux entreprises nationales l'entrée sur le marché d'entreprises étrangères plus évoluées et dotées d'assises financières très solides. A en juger d'après les tendances passées, on pourrait s'attendre que les autorités des autres pays redoutent elles aussi les effets sur la concurrence de l'entrée future sur leurs marchés nationaux d'entreprises turques bénéficiant de faibles coûts<sup>43</sup>. Des craintes réciproques de cette nature risquent de retarder la libéralisation et la spécialisation prévisible compte tenu de l'avantage comparatif (les pays ou entreprises à coûts salariaux élevés se spécialiseraient dans la logistique complexe alors que les pays ou entreprises à faibles coûts salariaux le feraient dans le transport routier de marchandises à forte intensité de main-d'oeuvre). Cette conclusion se fonde sur le précédent historique de la libéralisation timorée du cabotage en Europe, étayée par des mesures de repli en cas de perte « désastreuse » de parts de marché -- en fait, ces mesures de repli n'ont jamais été appliquées parce que le taux de pénétration des activités de cabotage a été minime. Concrètement, là où le cabotage a été libéralisé, notamment à l'intérieur de l'UE, ce taux de pénétration a été très limité -- le trafic de cabotage au sein de l'UE représente nettement moins de 1 % du trafic national ou international et ne dépasse dans aucun pays 1 % du volume total du trafic. En outre, ce ne sont pas les pays à faibles coûts salariaux au sein de l'UE qui ont réalisé le plus d'opérations de cabotage. Lorsque le marché de l'UE a enfin été libéralisé en 1998, il n'y a pas eu l'« explosion » des services de cabotage que certains redoutaient, ni de « perte massive » de parts de marché.

On pourrait par conséquent faire valoir que la Turquie serait bien avisée, dans son propre intérêt, de poursuivre la libéralisation du cabotage en tous lieux et circonstances où elle en aurait la possibilité dans le cadre de négociations bilatérales avant l'adhésion à l'UE, et qu'elle devrait faire de même dans le cas du transport pour compte propre. Néanmoins, s'il devait prévaloir le point de vue selon lequel il conviendrait de se servir de cette libéralisation comme « monnaie d'échange » dans les pourparlers concernant l'adhésion, il faudrait sans doute attendre longtemps pour qu'elle voie le jour.

Entre-temps, il serait souhaitable que les autorités turques continuent à s'attacher à libéraliser rapidement ce marché en cherchant à signer des accords bilatéraux moins restrictifs avec les Etats membres de l'UE et d'autres pays. Il importera, à cet égard, que la Turquie fasse la preuve qu'elle s'adapte aux règles sociales applicables dans le secteur du fret routier afin de donner à ses partenaires certains gages de respect du principe de neutralité concurrentielle lors de l'ouverture de leurs marchés. La pleine application de la nouvelle loi sur le transport par route sera essentielle à cet effet.

## **Encadré 2 : Accords de la CEMT sur le transport routier**

Aucun principe de droit international ne garantit aux opérateurs étrangers de transport la liberté de transporter sur les territoires nationaux. Ces droits doivent être définis par des accords spécifiques. Pendant longtemps, c'était une question délicate.

En Europe, la première libéralisation multilatérale du transport international pour compte d'autrui s'est concrétisée en 1974 sous l'égide de la Conférence Européenne des Ministres des Transports (CEMT) par la création d'un dispositif d'autorisations multilatérales de transport routier de marchandises hors cabotage entre ses pays Membres. La CEMT compte 40 pays Membres. Elle a pour principale mission de favoriser la coordination mutuelle de la politique des transports en Europe en formulant des recommandations d'un commun accord à l'intention de ses Membres.

Un système de contingent répartit les autorisations entre les différents pays en fonction de leur importance relative, mesurée en termes de PIB et de volume du trafic de fret. En 1998, il n'existait que 10 970 autorisations annuelles (CEMT, 1998, p. 4). Ce système ne s'applique qu'aux véhicules dont la charge utile autorisée dépasse 3.5 tonnes et dont le poids total autorisé en charge est supérieur à 6 tonnes -- en dessous de ces minima, le transport routier de marchandises n'est pas limité (il ne faut ni une autorisation CEMT ni une autorisation bilatérale, selon les conditions de l'accord bilatéral) entre pays Membres de la CEMT (à l'exception de l'Autriche, de la Finlande et de l'Italie). Le transport pour compte propre a été libéralisé aussi, sauf par l'Autriche, le Bélarus, l'Estonie, la Fédération de Russie, la Finlande, la France, la Hongrie, l'Italie, la Lituanie, la Pologne, le Portugal, la République tchèque et la Turquie. D'autres catégories de transport plus spécifiques ont également été libéralisées (CEMT, 2001).

En 1998, les Ministres de la CEMT sont convenus de réorienter le régime d'autorisations multilatérales pour favoriser des transports de plus en plus sûrs et respectueux pour l'environnement. A compter du 1er janvier 1999, chaque autorisation classique pouvait être progressivement échangée contre deux autorisations pour camions EURO1 (verts) ou contre quatre autorisations pour camions EURO2 (plus verts et sûrs) à hauteur de 50 à 100 % du contingent de base. Il était prévu que ces échanges se dérouleraient sur plusieurs années (CEMT, 1998c). A partir de 2002, il existe une nouvelle catégorie d'autorisations pour camions EURO3, pour laquelle le « taux de conversion » sera de 6.

Les autorisations multilatérales de la CEMT ne concernent qu'une faible fraction -- environ 4 % -- des transports internationaux intracommunautaires, entre Etats membres de l'UE et d'autres pays, ainsi qu'extracommunautaires. La plupart de ces transports sont couverts par des accords bilatéraux qui ne sont pas uniformes, mais dont la CEMT a préconisé l'harmonisation en 1997 sur la base d'un accord-type.

L'accord-type, qui est optionnel, vise à harmoniser les accords bilatéraux avec la législation de l'UE pour réduire la coupure entre les marchés du fret routier de l'UE et des PECO. Son atout principal est de favoriser l'adoption de normes et de définitions communes, qui aurait un effet positif sur la neutralité concurrentielle entre les divers marchés actuellement régis par la multitude d'accords bilatéraux en vigueur.

L'accord-type s'inspire dans une large mesure des dispositions du régime des autorisations CEMT. Il constitue en fait un cadre de référence pour autoriser bilatéralement des transports supplémentaires selon les modalités définies par la CEMT, et les autorisations ainsi établies sont donc soumises au cadre international et national applicable en matière de réglementations sociale et autres (CEMT, 1997b). Eu égard au transport routier de marchandises, l'accord-type prévoit un système d'autorisations dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Il s'applique aux transports exécutés entre les parties contractantes et en transit par leurs territoires, ainsi qu'aux transports au départ d'une partie contractante et à destination d'un pays tiers à condition que le voyage s'effectue au départ ou à destination du pays où est immatriculé le véhicule (dans ce dernier cas, on peut présumer qu'une autorisation serait nécessaire pour le transport sur le territoire du pays tiers également).
- Le cabotage n'est permis qu'avec l'autorisation spéciale du pays d'accueil.

- Il dispense d'autorisation les transports par des véhicules dont la charge utile autorisée ne dépasse pas 3.5 tonnes et dont le poids total autorisé en charge ne dépasse pas 6 tonnes.
- Il dispense d'autorisation les transports pour compte propre.
- Il dispense d'autorisation les trajets initial et terminal par route d'un transport combiné, à condition que ces trajets soient inférieurs à 150 km ou que le terminal de chargement des marchandises le plus proche soit utilisé, et que la majeure partie du voyage soit effectuée par rail ou par mer.
- Dans le cas de pays limitrophes, il dispense d'autorisation les transports entre les zones frontalières contiguës d'une profondeur de 25 km, à condition que la longueur du trajet soit inférieure à 100 km à vol d'oiseau.
- Les transports de denrées périssables sont soumis à un régime d'autorisations non contingentées, et plusieurs autres catégories de transports plus spécifiques sont libéralisées.
- Un nombre convenu de formules d'autorisations sont échangées entre les parties contractantes tous les ans et sont délivrées aux transporteurs résidents par l'autorité compétente.
- Les permis ne sont pas transférables.
- Les véhicules immatriculés dans un pays contractant ne peuvent pas être taxés dans un autre pays au titre de la possession, de l'immatriculation et de la circulation, mais ils ne sont pas dispensés de l'acquittement des redevances d'usage des infrastructures routières.
- Les parties contractantes assurent conjointement le contrôle de l'application de l'accord en s'accordant mutuellement assistance, et une commission mixte est chargée de gérer les modalités opérationnelles de l'accord.

On a craint que des conditions de concurrence *inéquitables* ne ralentissent la libéralisation du marché de fret routier à l'intérieur de l'UE. Des réglementations techniques plus ou moins strictes selon les pays risquent de provoquer des distorsions réelles ou perçues de la « neutralité concurrentielle » entre eux.

Il se pose, à cet égard, des problèmes très divers, notamment des divergences dans la réglementation technique applicable dans les différents pays, des incohérences dans l'application de cette réglementation d'un pays à l'autre, une législation complexe entraînant des difficultés de mise en conformité, ainsi que des problèmes de taxation. Une question clé qui se pose aux pouvoirs publics est celle de savoir si une concurrence plus vive nuit au respect des normes techniques. Les décideurs de la politique des transports en débattent. Dans ce domaine, les données insuffisantes sur la non-conformité aux normes constituent un obstacle à l'analyse solidement étayée.

- En principe, il est évident que même si les acteurs de la profession obtiennent au moins un taux de rentabilité normal sur les capitaux investis, les motivations pour ne pas respecter la réglementation existent (sous la forme de bénéfices supplémentaires) quel que soit le degré de concurrence. Des entraves à la concurrence imposées artificiellement en dressant des obstacles à l'entrée ne sauraient remplacer efficacement le respect voulu de la réglementation technique.

- Si, en revanche, les acteurs du marché enregistrent des pertes en raison d'une offre excessive, l'intérêt à ne pas respecter la réglementation risque d'augmenter suivant une courbe non linéaire par rapport à leurs pertes. En l'occurrence, la solution appropriée est de s'attaquer aux causes de l'offre excessive, *qui pourrait notamment s'expliquer par un laisser-aller dans l'application de la réglementation technique* ou des problèmes à la sortie, entre autres. A l'évidence, il sera vraisemblablement moins difficile de faire face à la situation si l'économie affiche une croissance vigoureuse ou si les marchés étrangers ne sont pas fermés.
  
- La parade optimale, face à ce problème, passe par des efforts accrus pour faire respecter la réglementation sociale et technique. Un pis-aller serait de dresser artificiellement des obstacles à l'entrée plus difficiles à surmonter que ne le justifient des considérations techniques ou des redevances d'usage des infrastructures tenant compte des coûts. Par exemple, si les poids lourds dépassent systématiquement les limites de vitesse pour obéir à des pressions liées à l'augmentation des bénéfices, la réponse la meilleure et la moins onéreuse est une répression plus efficace de ces infractions. L'argument selon lequel la rentabilité augmentera si des obstacles à l'entrée réduisent la concurrence se tient, mais on peut douter qu'une concurrence plus faible amoindrisse l'incitation économique à rouler trop vite si la probabilité de détection et l'importance des sanctions pécuniaires en cas d'excès de vitesse restent inchangées, et les coûts risquent de s'avérer très lourds. L'argument est un peu moins évident quand il devient plus difficile de faire respecter les réglementations. Lorsqu'il est très ardu d'en assurer le respect, il peut paraître plus intéressant de rechercher des solutions qui réduisent la concurrence. Mais une pratique régulatrice consistant à adopter des règles dont on ne peut pas assurer le respect laisserait à désirer -- il y a donc incontestablement avantage à concevoir des réglementations en fonction des objectifs visés de la manière la plus efficiente possible.

La Turquie a déployé des efforts importants pour améliorer sa réglementation technique en rapprochant sa législation de celle de l'UE. Elle doit maintenant s'attacher vigoureusement à mieux la faire respecter dans le secteur national, à la faveur d'une application complète de la loi et de la restructuration du secteur.

## **15. Conclusions et actions envisageables dans le secteur turc du transport routier de marchandises**

L'adhésion de la Turquie à l'UE et l'ouverture du marché au transport routier marquera un tournant décisif pour la profession, compte tenu du caractère très restrictif des autorisations internationales actuelles, principalement régies par des accords bilatéraux. Il serait coûteux pour la Turquie et pour l'Europe de concéder à la Turquie des dérogations importantes à l'application du cadre réglementaire du fret routier déjà très libéralisé au sein de l'UE. La Turquie devrait poursuivre ses efforts de libéralisation des transports internationaux dans des conditions de réciprocité avec les Etats membres de l'UE et les autres pays. Dans cette optique, les recommandations ci-après sont formulées :

1. Avant l'adhésion à l'UE, les autorités turques devraient :
  - s'efforcer d'accroître le nombre d'autorisations bilatérales et réformer plusieurs aspects des conditions cadres bilatérales sur la base de la réciprocité ;
  - s'efforcer d'accroître le nombre d'autorisations CEMT ;

- rechercher l’harmonisation des accords bilatéraux conclus avec les pays de l’UE dans l’esprit de l’accord-type de la CEMT ;
  - participer aux actions réciproques visant à conclure avec l’UE un accord multilatéral sur le transit ;
  - plus précisément, compte tenu des points qui précèdent, lever les restrictions qui freinent la libéralisation du transport pour compte propre découlant des accords de la CEMT et des accords bilatéraux, sur la base de la réciprocité avec les pays de l’UE et, surtout, avec les partenaires commerciaux géographiquement proches ;
  - supprimer les restrictions imposées au cabotage dans le cadre des accords bilatéraux.
2. Dans le cadre des négociations en vue de l’adhésion à l’UE, les autorités turques devraient :
- limiter dans toute la mesure du possible les éventuelles dérogations protectionnistes par rapport aux libertés qui résulteraient sinon dans le domaine des transports de l’adhésion à l’UE, que ces dérogations soient accordées par la Turquie, par les Etats membres de l’UE ou par d’autres pays candidats à l’adhésion vis-à-vis de la Turquie ;
  - s’efforcer de raccourcir autant que possible les périodes transitoires prévues dans ces éventuelles dérogations.
3. Pour œuvrer en faveur d’un cadre général propice à l’ouverture des marchés, les autorités turques devraient s’employer à faire en sorte que :
- la réglementation technique et sociale turque applicable au secteur du transport de marchandises en Turquie soit comparable à celle en vigueur dans les pays de l’UE et soit réputée être dûment respectée.
4. Dans la restructuration du secteur national du fret routier, afin de s’aligner sur les normes réglementaires de l’UE, il est raisonnable que les pouvoirs publics interviennent pour lancer une nouvelle structure de la profession, s’articulant autour de nouvelles entreprises qui passeront des contrats de transport avec les acteurs en place. Cela facilitera la transition ardue pour les acteurs nationaux. Il est néanmoins essentiel que cette intervention n’instaure pas durablement des conditions contraires à la concurrence, et en particulier qu’elle ne donne pas lieu à une segmentation régionale du marché.

## NOTES

- <sup>1</sup> TEK est né en 1970 du regroupement de plusieurs établissements publics et de la nationalisation d'entreprises privées, à l'exception de certaines activités de distribution laissées à des municipalités et à deux entreprises concessionnaires. Ces derniers éléments ont été incorporés à TEK en 1982. Le monopole de cette entreprise a été supprimé en 1984 par une nouvelle loi (dont nous parlerons plus bas) qui autorise la participation du secteur privé. Certains des éléments incorporés à TEK au début des années 80 en ont été dissociés en 1988 et 1992. En outre, plusieurs autres producteurs et distributeurs locaux ont été autorisés à exercer entre 1982 et 1992.
- <sup>2</sup> Depuis une modification de la Constitution en 1989, ce n'est plus le cas.
- <sup>3</sup> Contrats BOT (Build Operate Transfer – construction, exploitation et transfert de propriété) et contrats TOOR (Transfer of Operating Rights – transfert de droits d'exploitation).
- <sup>4</sup> Les propriétés économiques des systèmes hydrauliques font que la puissance installée est inférieure à la production. La variabilité des débits d'une année à l'autre exige en effet de surdimensionner les installations par rapport au débit potentiel.
- <sup>5</sup> Nous n'aborderons pas dans ce document les aspects environnementaux et sociaux ni les problèmes internationaux que soulèvent ces plans d'aménagement.
- <sup>6</sup> A l'exception d'un réseau de transport secondaire dans les zones de desserte de CEAS et de KEPEZ.
- <sup>7</sup> Les pertes sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité augmentent proportionnellement avec la distance (résistance) et avec le carré de l'intensité du courant dans un conducteur. Sur les réseaux de transport, la tension très élevée permet d'abaisser l'intensité, ce qui limite les pertes. Sur les réseaux de distribution, en revanche, la tension est inférieure (en particulier sur le dernier tronçon qui sépare le dernier transformateur du client), ce qui nécessite une intensité relativement élevée. Cela signifie, en d'autres termes, que les pertes peuvent être plus importantes sur les réseaux de distribution. Pour les réduire, les solutions consistent à investir dans des ouvrages permettant de raccourcir la distance parcourue par les transits de forte intensité et faible tension, notamment en rapprochant la distribution à moyenne tension du consommateur final (ce qui exige l'installation de transformateurs supplémentaires pour passer à la tension de desserte du consommateur final) et/ou en renforçant le câblage des lignes au niveau de tension final (deux conducteurs transportant chacun un courant d'une intensité de moitié, ce qui permet de diviser les pertes par quatre).
- <sup>8</sup> Nous donnons ci-dessus une description simplifiée de l'application des lois 3096 et 3996. Entre la fin de l'année 1996 et 1999, la loi 3996 a été abrogée dans le cas du secteur électrique et la loi 3096 remise en application.
- <sup>9</sup> Ce qui n'équivaut pas à la concurrence sur le marché.
- <sup>10</sup> Nous avons donné de cette procédure une description simplifiée. Une exploration plus poussée révèle des connexions entre les interventions du Danistay et de l'Organisme de planification et l'octroi d'une garantie par le Trésor.
- <sup>11</sup> On ignore toutefois quelles seraient les conséquences juridiques d'un refus du Danistay. Ce qui est regrettable car on peut y voir une persistance du flou juridique qui a toujours plané sur le secteur. Etant donné que les marchés turcs sont de plus en plus en interaction avec les marchés internationaux où l'absence d'incertitude réglementaire et de risque politique est jugée nécessaire, la Turquie devra inévitablement payer davantage si elle ne parvient pas à créer ces conditions propices au marché. Pour

les participants étrangers notamment, le coût en capital comportera une prime de risque qui devrait finalement se répercuter sur les prix de l'électricité achetée par les Turcs. Il faut espérer que ce type de problèmes ne réapparaîtra pas sur le nouveau marché de l'électricité issu de la réforme que nous décrirons ci-dessous.

12 Source : Déclaration du ministre Çakan au Parlement.

13 Par rapport aux taux d'amortissement économiques.

14 Certains établissements plus modestes sont autorisés à autoproduire avec des installations éoliennes ou solaires.

15 [Préciser les tarifs de transit].

16 Le droit de la concurrence peut s'appliquer au transfert de droits d'exploitation (TOOR). D'ailleurs, l'Autorité de la concurrence a été consultée pour des transferts de droits d'exploitation d'actifs de production.

17 Le périmètre physique et la structure juridique de ces zones de desserte ont été modifiées en plusieurs étapes de 1993 à 2000, en général dans le sens d'un regroupement. Un décret du mois de novembre 2000 fait néanmoins exception puisqu'il porte le nombre de zones de 29 à 33.

18 D'après l'édition 2001 de l'Energy Policy Survey of Turkey de l'AIE, certains contrats BOO ou BOT comportent des prix pouvant aller jusqu'à 11, voire 12 cents d'USD par kWh. Le World Bank Country Economic Memorandum donne des coûts de 6 à 9 cents par kWh.

19 Lorsque la loi a été adoptée par le Parlement, le régulateur s'appelait Autorité de régulation du marché de l'électricité et avait pour compétence le secteur électrique. Le nom du régulateur a été changé et son domaine de compétence élargi au secteur du gaz naturel, lorsque la loi sur le marché du gaz naturel a été adoptée.

20 Les compétences de l'autorité en matière de règlement des litiges recouvrent les litiges résultant des contrats de raccordement et d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, et la médiation en cas de litiges relatifs aux contrats BOT, BOO et TOOR avant le recours aux procédures officielles de règlement des différends précisées dans ces contrats (si la médiation est prévue dans ces contrats).

21 Le système de règlement des écarts, appelé Centre de compensation financière, assure la compensation financière, entre le responsable du marché d'ajustement et les intervenants sur le marché de l'électricité, des écarts entre les quantités d'électricité couvertes dans les contrats bilatéraux et la production/consommation réelle sur le réseau.

22 Les contrats pour différences sont mis en place pour établir un prix de référence au moment de la création d'un marché. Dans un premier temps, ils porteraient sur 100 % de la production et de la consommation prévue. Le rythme auquel ces contrats disparaissent, pour céder la place à des contrats négociés, détermine le seuil auquel peut s'instaurer la concurrence. On envisage actuellement un abandon progressif de ces contrats sur cinq ans.

23 On appliquera dans ce cas les directives sur les fusions établies par les autorités anti-trust américaines, et notamment celles qui concernent le niveau auquel la concentration de parts du marché doit être considérée comme problématique, pour mesurer le niveau de concentration des fournisseurs intéressants (fournisseurs faisant des offres supérieures de 5 % au maximum à l'offre du dernier groupe appelé) plutôt que, par exemple, le niveau de concentration de *tous* les fournisseurs dans les conditions de la demande considérées.

- 24 Cette analyse a des répercussions sur la structure du capital des centrales nucléaires. En raison de leur faibles coûts marginaux et de leur temps de démarrage long, les centrales nucléaires sont en général employées en base. Par conséquent, ce sont les moins susceptibles d'être utilisés de façon marginale. La structure du capital de ces moyens de production risque donc peu d'influer directement sur la capacité d'exercer un pouvoir de marché dans un système de dispatching où chaque moyen de production appelé reçoit le prix d'équilibre. Cependant, une entreprise qui détiendrait, en plus des centrales nucléaires, d'autres moyens de production plus souvent appelés de manière marginale serait davantage tentée d'exercer un pouvoir de marché pour faire bénéficier les centrales nucléaires de toute hausse de prix éventuelle.
- 25 On perçoit cette volonté dans les limites fixées par la nouvelle loi pour la détention de parts du marché global. Il faudra donc, dans les décisions de privatiser, veiller à analyser les problèmes de concurrence en fonction du marché fonctionnel pertinent, qui n'est pas nécessairement la totalité du marché turc.
- 26 Rien n'interdit à un propriétaire de posséder plusieurs centrales.
- 27 Aux Etats-Unis par exemple, on trouve beaucoup de grandes centrales détenues par plusieurs entreprises qui décident indépendamment les unes des autres de la production et de la destination de leur part respective de la puissance de l'installation.
- 28 En Californie, le gestionnaire du réseau et la Bourse de l'électricité étaient séparés et prenaient des décisions incohérentes. D'autres pays ont réussi à intégrer ces activités, par exemple au sein de PJM Interconnection sur la côte Est des Etats-Unis et sur le marché national australien.
- 29 De même, le règlement des écarts s'effectue pour l'électricité achetée ou vendue aux termes de contrats et que les producteurs n'ont pas été en mesure de fournir au système (panne d'un moyen de production) ou que les consommateurs n'ont pas prélevée sur le système (il a fait plus chaud que prévu et le détaillant avait souscrit une puissance supérieure à sa demande réelle).
- 30 Par exemple, un producteur qui ne produirait pas assez au cours d'une période et devrait payer au système son déficit pourrait délibérément surproduire au cours de la période suivante de façon à compenser sa perte financière.
- 31 L'Australie, par exemple, enregistre des pertes en ligne atteignant parfois 40 %. La tarification du transport dans ce pays, qui ne tient pas compte de ces pertes, incite les producteurs à s'installer dans des régions proches des sources d'énergie et non des consommateurs, ce qui revient cher en transport.
- 32 Dans ce cas, les surcoûts résultant de la nécessité d'appeler des groupes en dehors de l'ordre de préséance économique pour pouvoir relâcher les contraintes sur le réseau sont souvent mutualisés, c'est-à-dire répartis équitablement entre tous les consommateurs.
- 33 En Angleterre et au Pays de Galles, par exemple, il existe 15 zones de desserte et environ 200 nœuds.



- 34 L'Angleterre et le Pays de Galles utilisaient la méthode d'imputation mais ont opté aujourd'hui pour le système des zones. En Scandinavie, les zones sont définies en fonction des contraintes sur les importations/exportations. L'Australie utilise également les zones et soumet aux enchères l'utilisation des lignes de transport très sollicitées entre zones. Les recettes ainsi dégagées permettent d'alléger les tarifs d'accès au réseau.
- 35 En Angleterre et au Pays de Galles, l'introduction d'un système permettant de rémunérer l'entreprise de transport pour relâcher les contraintes a réduit de 10 % la facture payée aux producteurs pour résoudre les contraintes de transport.
- 36 Ces tarifs et prix peuvent être comptabilisés avec les coûts à récupérer, auquel cas ils seront soumis au plafonnement global des recettes. Dans ce cas, certains producteurs pourraient être payés (recevoir un prix négatif) pour se raccorder à certains points du réseau. Pour s'assurer que le producteur injecte effectivement de l'énergie sur le réseau au moment où c'est le plus rentable, il serait possible de lui faire payer un tarif élevé de raccordement lors des pointes et de ne rien lui demander le reste du temps. Des coûts de raccordement complets (au sens où le nouveau producteur doit payer l'ensemble des renforcements du réseau qu'il provoque, sachant que le réseau peut être éloigné de son installation) donnent des signaux de prix incitant à une implantation efficiente, contrairement aux coûts de raccordement partiels (au sens où le nouveau producteur ne paie que le coût direct de son raccordement au point du réseau le plus proche), qui sont plus courants. Par conséquent, les coûts de raccordement complets équivalent à un engagement à long terme à payer un tarif de raccordement différencié suivant l'emplacement géographique, mais ils présentent l'inconvénient de décourager l'entrée sur le marché.
- 37 On retrouve cet esprit dans les limites fixées pour la détention des parts de l'ensemble du marché turc dans la nouvelle loi. Il faudra veiller, lors des décisions de privatisation, à prendre en compte la concurrence sur les marchés fonctionnels pertinents, qui ne concernent pas nécessairement l'ensemble de la Turquie.
38. Le tracé de ce gazoduc est en partie parallèle à celui d'un oléoduc acheminant du brut de la Caspienne vers un port sur la Méditerranée, Ceyhan.
39. A condition qu'aucun nouvel entrant ne mette à disposition une nouvelle capacité de stockage.
40. Par exemple, si les tarifs de transport de l'électricité sont fondés sur une tarification « timbre poste », sans indication de localisation des infrastructures effectivement utilisées pour fournir la prestation.
41. Notamment en ce qui concerne les règles régissant l'accès à la profession, les normes techniques, les réglementations relatives au temps de conduite et d'autres facteurs liés à la sécurité.
42. Les entreprises sont tenues d'obtenir des autorités régionales l'approbation des tarifs maximums applicables au fret interurbain, mais les prix inférieurs au plafond sont fixés par négociation. Les tarifs ne peuvent pas être augmentés pendant une période définie. Le ministère demeure compétent pour réglementer les tarifs en cas de perturbations économiques imputables à des tarifs excessivement élevés ou d'éviction.
43. Dans les débats sur la politique européenne, la question du « dumping social » (qui recouvre notamment l'emploi illicite de conducteurs provenant de pays où les coûts sont faibles) retient actuellement l'attention. Voir par exemple CEMT (2001) et (2001a) pour un examen général des contraintes qui entravent la libéralisation. A propos du dumping social, se reporter à [CEMT (2001b)].

## BIBLIOGRAPHIE

- AIE (2001), Energy Policies of IEA Countries : Turkey 2001 Review, Paris.
- Boylaud, O. (2000) Regulatory Reform in Road Freight and Retail Distribution, Département des affaires économiques de l'OCDE, Document de travail No. 255
- CEMT (1997) "Contingent multilatéral : Décisions sur le contingent en 1998".
- CEMT (1997b) "Cadre de référence pour des accords bilatéraux dans les transports routiers : Projet de recommandation".
- CEMT (1998) "Regulatory Reform in Road Transport".
- CEMT (1998b) "Transport routier : Manuel sur le contingent multilatéral".
- CEMT (1998c) "Transport routier : contingent multilatéral".
- CEMT (2000), "Harmonisation dans le transport routier : Résolution d'ensemble sur le transport international de marchandises par route".
- CEMT (2000a), "Harmonisation dans le transport routier : Résolution sur les charges et les taxes liées au transport et en particulier au transport routier international".
- CEMT (2000b) Séminaire sur la réforme des réglementations dans le transport routier de marchandises: Rapport du Secrétariat.
- CEMT (2001) Transport routier, Conseil des Ministres.
- CEMT (2001a) Transport routier : questions politiques à débattre, Conseil des Ministres.
- CEMT (2001b) Aperçu synthétique du phénomène de dumping social dans l'espace couvert par la CEMT.
- OCDE (2000), Questions de réglementation et de concurrence en matière de transport routier. OCDE (2000a), Questions de réglementation et de concurrence en matière de transport routier, contribution de la Turquie.