

La Réforme de la Réglementation en Corée

La réforme de la réglementation dans le
secteur de l'électricité



ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} 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 the Electricity Industry

© OCDE 2000. 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. 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.

AVANT-PROPOS

La réforme de la réglementation est devenu un domaine de politique dont l'importance est reconnue par les pays de l'OCDE ainsi que par les pays non-membres. Afin que les réformes réglementaires soient bénéfiques, les régimes de réglementation doivent être transparents, cohérents et détaillés, en instaurant un cadre institutionnel adéquate, en libéralisant les industries de réseau, en proposant et en mettant en oeuvre les lois et la politique de la concurrence et en ouvrant les marchés internes et externes aux échanges et à l'investissement.

Le présent rapport sur *La réforme de la réglementation dans le secteur de l'électricité* analyse le cadre institutionnel et l'utilisation des instruments de politique en Corée. Il comprend également les recommandations pour ce pays élaborées par l'OCDE au cours du processus d'examen.

Ce rapport a été préparé pour l'*Examen de l'OCDE sur la réforme de la réglementation en Corée* publié en 2000. L'examen fait partie d'une série de rapports nationaux réalisés dans le cadre du programme de l'OCDE sur la réforme de la réglementation, en application du mandat ministériel de l'OCDE de 1997.

Depuis lors, l'OCDE a évalué les politiques de réglementation dans 16 pays membres dans le cadre de son programme sur la réforme de la réglementation. Ce programme a pour but d'aider les gouvernements à améliorer la qualité réglementaire – c'est-à-dire à réformer les réglementations afin de stimuler la concurrence, l'innovation, et la croissance économique, et d'atteindre à d'importants objectifs sociaux. Il évalue également les progrès des pays relatifs aux principes endossés par les pays membres dans le *Rapport de l'OCDE de 1997 sur la réforme de la réglementation*.

Les examens par pays suivent une approche pluridisciplinaire en se penchant sur la capacité du gouvernement de gérer la réforme de la réglementation, sur la politique et l'application de la concurrence, l'ouverture des marchés, sur des secteurs spécifiques tel que les télécommunications et sur le contexte national macro-économique.

Ce rapport a été principalement préparé par Peter Fraser, de l'Agence internationale de l'énergie, avec la participation de Sally Van Siclen, et Bernard J. Phillips, de la Division du droit et de la politique de la concurrence de l'OCDE. Il a bénéficié des nombreux commentaires des collègues du Secrétariat de l'OCDE, ainsi que de consultations suivies avec de nombreux représentants du gouvernement, des parlementaires, des représentants d'entreprises et représentants syndicaux, des groupes de défense des consommateurs et d'experts universitaires en Corée. Le présent rapport a fait l'objet d'un examen par les 30 pays membres de l'OCDE et a été publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

TABLE DES MATIÈRES

1. FAITS SAILLANTS.....	5
2. CARACTÉRISTIQUES ACTUELLES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....	7
2.1. Puissance installée et production.....	7
2.2. Transport et échanges internationaux.....	9
2.3. Structure du secteur.....	11
2.4. Prix et coûts de l'électricité.....	11
2.5. Protection de l'environnement.....	19
3. CADRE JURIQUE, RÉGLEMENTAIRE ET DE GESTION.....	23
3.1. Législation.....	23
3.2. Réglementation du secteur de l'électricité.....	25
3.3. Gestion de KEPCO.....	26
3.4. Choix du site d'implantation.....	28
4. REFORMES PROPOSEES.....	29
4.1. Plan-cadre pour la restructuration du secteur de l'électricité.....	29
4.2. Restructuration de KEPCO.....	33
4.3. Libéralisation de la fourniture de détail.....	34
4.4. Accès et entrée.....	35
4.5. Institutions réglementaires.....	35
4.6. Développement du marché et de la concurrence dans la production.....	36
4.7. Obligations de service public.....	37
5. CRITIQUE.....	38
5.1. Réforme structurelle de KEPCO.....	38
5.2. Gestion de KEPCO et des entreprises lui succédant.....	42
5.3. Institutions réglementaires.....	42
5.4. Réglementation économique.....	44
5.5. Tarification reflétant les coûts.....	46
5.6. Libéralisation du marché de la consommation électrique.....	47
5.7. Sécurité d'approvisionnement.....	48
5.8. Énergie nucléaire.....	49
5.9. Énergies renouvelables et réglementation environnementale.....	49
5.9. Ajustement des effectifs.....	50
6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	51
NOTES.....	56
BIBLIOGRAPHIE.....	57

1. FAITS SAILLANTS

Le secteur coréen de l'électricité se distingue de celui des autres pays de l'OCDE par son développement rapide. La demande d'électricité dans ce pays a en effet triplé entre 1987 et 1997. Si elle a chuté en 1998 à cause de la récession économique, elle a retrouvé en 1999 des niveaux supérieurs à la période précédant ce ralentissement et devrait continuer d'augmenter à un rythme un peu moins rapide à l'avenir.

Pour répondre à cette rapide croissance de la demande, le gouvernement coréen s'est appuyé sur KEPCO (Korean Electric Power Corporation), compagnie sous contrôle de l'État. KEPCO, qui produit 94,5 % de toute l'électricité générée, est la seule entreprise de transport et de distribution autorisée en Corée. Par suite, elle est actuellement la quatrième plus grande compagnie d'électricité de la zone OCDE, avec plus de 42 % d'énergie de type nucléaire.

L'absence de concurrence et d'intervention du gouvernement sur les tarifs et les décisions commerciales de KEPCO ont entraîné des inefficiences. Le gouvernement conserve le droit de nommer tous les membres du conseil d'administration, notamment le directeur général. Les prix, parmi les plus bas de l'OCDE (en termes de taux de change) malgré les hausses de 1997 et 1998, reflètent de faibles profits réglementés. Les tarifs, fixés par le MOCIE (ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie), ont été maintenus bas en réglementant le rendement de l'investissement à un niveau faible, voire en versant au gouvernement un dividende inférieur à celui versé aux actionnaires privés. Les prix de l'électricité dans le secteur agricole sont fortement subventionnés. D'autre part, les coûts ont subi une augmentation suite à l'obligation de soutenir les politiques du gouvernement en matière de combustibles, à savoir l'achat de combustibles chers tels que le charbon ou le GNL nationaux.

Dans le cadre de sa politique générale de réforme réglementaire visant à accroître l'efficacité économique par l'introduction de la concurrence et à augmenter l'investissement étranger, le gouvernement coréen a publié en janvier 1999 le Plan-cadre de restructuration du secteur coréen de l'électricité. Ce plan prévoit de restructurer le secteur de l'électricité et d'introduire la concurrence dans la production et la fourniture d'électricité au détail en quatre phases, tout en élargissant le choix du consommateur ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. Le plan s'articule autour des points suivants :

- Répartition de la production non nucléaire de KEPCO en 5 filiales de production détenues à 100 %, dans la perspective de privatiser l'une d'elles (au moins en partie) d'ici 2002 et les autres (au moins en partie) à partir de 2002.
- Séparation de toute la production nucléaire de KEPCO pour la confier à une nouvelle filiale détenue à 100 %.
- D'ici 2001, répartition des actifs de KEPCO dans le domaine de la distribution entre plusieurs filiales détenues à 100 %, pour les privatiser (au moins en partie), à partir de 2002.
- D'ici deux ans, nomination d'un régulateur indépendant chargé de la tarification du réseau et du contrôle du marché.
- Création d'ici 2000 d'un pool de producteurs, organisant l'appel des groupes en fonction des coûts des combustibles. Ce pool devrait évoluer d'ici 2002 en marché de l'électricité fondé sur un mécanisme d'enchères.

- Lancement d'un programme d'ouverture à la concurrence en plusieurs étapes, offrant le libre choix de leur fournisseur aux gros consommateurs, qu'il reste à définir, à partir de 2001 et à la grande majorité du reste des consommateurs après 2009.

L'analyse du Plan-cadre réalisée dans ce rapport permet de conclure que ses principaux éléments fournissent un cadre fiable à même de baliser le développement d'un secteur sûr, concurrentiel et plus efficace. De nombreux aspects de base déterminants pour le succès de la réforme doivent toutefois être développés. Le calendrier de l'ouverture du marché aux consommateurs éligibles est encore assez flou, mais il semblerait que la plupart des consommateurs pourront choisir leur fournisseur dix ans après le début de la réforme. En revanche, on ignore jusqu'où sera poussée la privatisation des filiales de production et de distribution, essentielle à la réussite de la réforme structurelle. La structure des institutions réglementaires ne sera pas définie avant au moins un an. Au mois d'avril 2000, la réglementation appliquée aux tarifs des consommateurs captifs n'avait pas été annoncée. Les pouvoirs publics devraient dès que possible se poser comme toute première priorité de mettre en œuvre des réformes juridiques concrètes donnant suite à ces points fondamentaux et aux objectifs affichés du plan, notamment à la création d'un secteur de l'électricité fiable et concurrentiel.

Le présent rapport étudie les principaux problèmes à régler pour que la Corée puisse disposer d'un secteur de l'électricité concurrentiel. Les recommandations proposées répondent aux points suivants :

- Définir un calendrier plus ambitieux pour la libéralisation complète de la vente au détail de l'électricité ;
- Dissocier l'activité transport de KEPCO des compagnies de production d'électricité ;
- Améliorer les performances de la compagnie KEPCO et des compagnies qui lui succéderont en réformant leurs relations avec le gouvernement et les actionnaires privés ;
- Veiller à ce que les institutions réglementaires puissent jouer leur rôle dans le nouvel environnement ;
- Aider le marché à fonctionner de manière efficace pour garantir des niveaux d'investissement appropriés dans la production ;
- Fixer des prix en vue d'améliorer l'efficacité économique et d'éliminer les subventions croisées occultes ;
- Créer une structure et un modèle réglementaires permettant de garantir que les compagnies de distribution-fourniture favoriseront avant tout l'efficacité économique ;
- Veiller à ce que les contrats à long terme ne retardent ni ne réduisent la concurrence ;
- Veiller à ce que les objectifs de qualité de l'environnement relatifs aux émissions et aux énergies renouvelables soient atteints à un coût moindre à l'aide de mécanismes du marché.

Le présent rapport traite également des principes de lutte contre les éventuels coûts échoués et de l'utilisation d'une réglementation de l'environnement compatible avec les mécanismes du marché en vue de limiter les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité.

Le chapitre est structuré comme suit. La section 5.2 présente les caractéristiques actuelles du secteur de l'électricité : infrastructure, structure, prix et coûts du secteur. La section 5.3 décrit le cadre juridique, réglementaire et de gestion. La section 5.4 décrit les réformes proposées et identifie les principaux problèmes. La section 5.5 examine ces problèmes dans le détail. La section 5.6 présente les conclusions ainsi que des recommandations spécifiques.

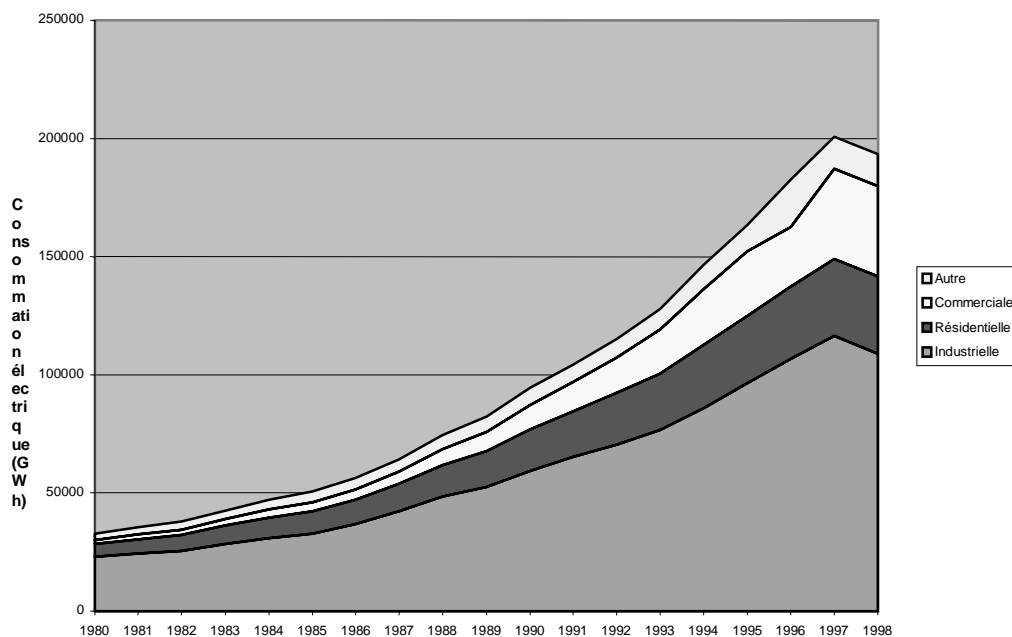
2. CARACTÉRISTIQUES ACTUELLES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1. Puissance installée et production

La demande d'électricité en Corée a augmenté beaucoup plus vite que la moyenne dans la zone OCDE, dans le droit fil d'une croissance économique plus forte. Avec un pic de 33 GW et des ventes de 193 TWh en 1998, la Corée se classe en septième position parmi les pays de l'OCDE. Elle a connu la plus forte croissance de la demande dans cette zone, avec une augmentation de 12.8 % par an en moyenne sur la période de 1973 à 1996, alors que la moyenne dans la zone était de 3 %. La demande a chuté en 1998 à cause de la récession économique, puis elle est revenue aux niveaux antérieurs à la mi-1999.

La demande d'électricité en Corée se différencie également de celles des autres pays de l'OCDE par une demande résidentielle relativement faible et une demande comparativement élevée pour l'industrie. Avec 700 kWh environ par personne et par an, la consommation résidentielle représente un tiers de la moyenne dans la zone OCDE. L'industrie entre pour 56 % de la demande d'électricité en Corée, contre 38 % en moyenne dans la zone OCDE. Cela explique l'intensité de la consommation électrique relativement forte en Corée, environ un tiers plus élevée que la moyenne dans la zone OCDE.

Graphique 1. Consommation électrique en Corée

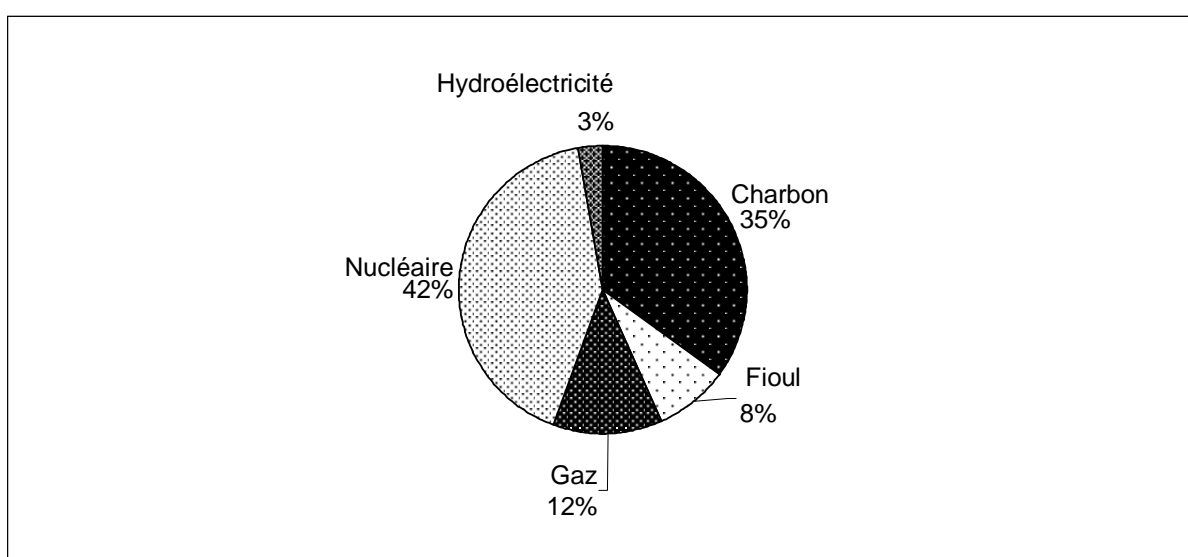


Source : Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie.

La puissance installée disponible en 1998 pour répondre à cette charge de pointe était de 43 GW. La capacité de production a péniblement suivi le rythme de l'expansion de la demande jusqu'en 1997, conduisant à de faibles marges de réserve de 3 à 10 % entre 1990 et 1997 et des facteurs de charge relativement élevés d'au moins 70 %. Toutefois, l'addition d'une nouvelle puissance installée de 15 GW entre 1998 et 2002 devrait aboutir à une grande marge de réserve pendant les années qui viennent. Le facteur de charge, dopé par la part importante prise par la demande industrielle, devrait être affaibli par l'augmentation prévue dans le domaine de la climatisation.

Le parc de production de l'électricité domestique en 1998 se composait à cette date de centrales nucléaires (42 %), de centrales au charbon (35 %), de centrales au gaz (12 %), de centrales au fioul (8 %) et de centrales hydroélectriques (3 %) (voir graphique 2).

Graphique 2. **Parts des différents combustibles dans la production coréenne d'électricité en 1998**



Sour

ce : KEPCO.

L'énergie nucléaire, avec ses coûts du combustible relativement faibles, est utilisée pour la production en base. Les pouvoirs publics, soucieux de la sécurité énergétique du pays, ont favorisé le développement de l'énergie nucléaire pour que le pays soit moins dépendant des combustibles fossiles, qu'il doit importer pratiquement en totalité. En Corée, le nucléaire fait appel à trois types de réacteur, le réacteur à eau sous pression (REP) de Westinghouse, le REP de Combustion Engineering et le réacteur modéré à l'eau lourde CANDU (réacteur canadien au deutérium-uranium) de conception canadienne. Malgré la complexité d'exploitation supplémentaire, le programme coréen s'est avéré particulièrement efficace, avec un facteur de capacité de 90 % en 1998. La part du nucléaire a dépassé 40 % de la production électrique totale pour la première fois en 1998. Les nouvelles centrales qui entrent en service devraient maintenir cette part au-dessus des 40 % dans les années qui viennent. Les pouvoirs publics prévoient de construire dix réacteurs de plus au cours des 15 prochaines années.

Les centrales au charbon, principalement le charbon bitumineux importé, sont également d'un coût relativement peu élevé et sont utilisées en base ou en semi-base. Toutefois, une petite partie de ces centrales utilise le charbon anthraciteux domestique, que KEPCO est contrainte par les pouvoirs publics d'acheter à un prix à la tonne pratiquement multiplié par deux. Afin de répondre à l'obligation de brûler de l'anthracite, obligation qui devrait se maintenir, KEPCO construit de nouvelles centrales utilisant une technologie avancée de combustion du charbon (lit fluidisé circulant) pour brûler l'anthracite domestique.

Les centrales thermiques au gaz assurent les pointes pendant les mois d'été, ce qui permet de réduire les émissions et d'atténuer les variations saisonnières de la demande de gaz naturel. Le coût relativement élevé de production (voir tableau 1), malgré le recours à des centrales à cycles combinés efficaces, signifie que la part du gaz dans la production totale est supérieure à l'optimum économique. KEPCO est malgré tout tenue jusqu'en 2006 d'acheter une quantité minimale de gaz naturel dans le cadre d'un accord assorti d'une « clause d'achat ferme » avec le monopole d'État du gaz naturel KOGAS. Toutefois, la quantité minimale précise peut être négociée.

Parmi les autres types de production d'énergie, les centrales au fioul sont en majorité des centrales plus anciennes utilisées pour passer les pointes. Leur contribution a considérablement chuté avec le nombre croissant de centrales nucléaires et au gaz. L'énergie hydroélectrique est également utilisée pour fournir l'énergie de pointe au réseau. Près de la moitié de cette capacité est de l'énergie mise en réserve par accumulation hydraulique, l'eau qui est pompée dans des réservoirs durant les heures creuses étant utilisée pour générer de l'électricité durant les heures de pointe. Le tableau 1 récapitule la puissance installée totale, le facteur de capacité et le coût du combustible pour chaque type de production d'électricité.

Tableau 1. Production coréenne d'électricité en 1998

Type	Puissance installée (MW)	Production brute (TWh)	Facteur de capacité (%)	Coût du combustible (wons/kWh)	Coût unitaire moyen (wons/kWh)
Nucléaire	12016	89.7	90	3.7	33.7
Charbon importé	10240	70.9	77	18.9	37.8
Charbon domestique	1091	4.6	75	35.7	62.7
Gaz naturel	9518	26.3	28	50.2	75.4
Pétrole	7410	17.7	26	38.6	59.8
Hydroélectricité	1531	4.3	32	0	42.0
Transfert d'énergie par pompage	1600	1.8	13	17.8	61.0
Total (ou moyenne)	43406	215.3	55	18	45.3

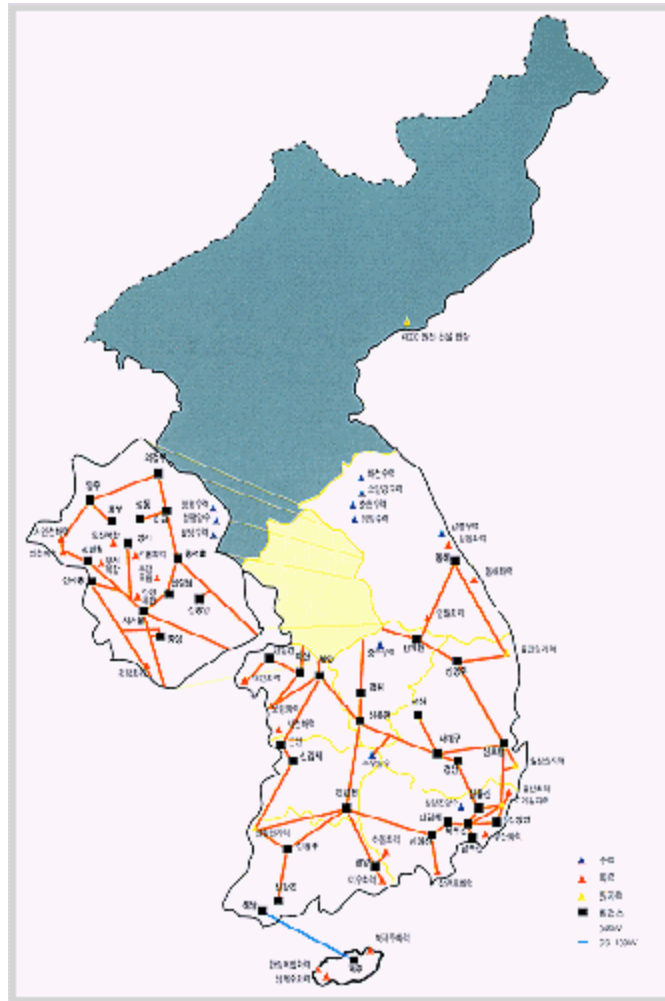
Note : Les facteurs de capacité et les coûts concernent uniquement les centrales de KEPCO.

Source : Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie et KEPCO.

2.2. Transport et échanges internationaux

Le réseau de transport HT est constitué d'un système à 345 kV/154 kV bien développé. Une ligne CCHT (courant continu haute tension) assure par ailleurs la liaison avec l'île de Cheju au sud du pays (graphique 2). Le réseau étant pour l'essentiel relativement récent, les pertes de transport et de distribution s'élèvent à 4.9 % du total de l'électricité délivrée et sont donc inférieures à la moyenne dans la zone OCDE, qui est de 7.2 %. KEPCO a commencé à développer un système à 765 kV qui devrait encore réduire les pertes de transport (tableau 2). Un flux important d'électricité parvient à Séoul depuis les centrales du sud et de l'est du pays.

Figure 3. Réseau HT coréen



Source : KEPCO.

Tableau 2. Extension du réseau de transport HT (en kilomètres de liaisons)

	1998	2000	2005	2010	2015
765 kV	54	676	956	1 678	2 158
345 kV	6 491	7 472	9 866	9 398	9 868
154 kV	15 821	17 648	21 468	24 408	26 732
Total	22 296	25 796	31 390	35 484	38 758

Le réseau n'est pas interconnecté avec d'autres pays. Des interconnexions existaient anciennement avec la Corée du Nord, mais elles ont été coupées par cette dernière en 1948. KEPCO et la compagnie japonaise Kyushu Electric ont étudié la faisabilité d'une liaison sous-marine avec le Japon.

2.3. Structure du secteur

KEPCO domine entièrement le système électrique en Corée. Entreprise dans laquelle l'État est majoritaire à 52.6 %, elle détient 94 % de la capacité de production et 100 % du réseau de transport et de distribution en Corée. Avec une puissance installée de 41 GW, elle est la quatrième plus grande compagnie de production d'électricité dans la zone OCDE. En outre, KEPCO construit ou prévoit d'installer 19 autres GW (dont 8 GW alimentés au charbon, 6 GW d'énergie nucléaire et 5 GW alimentés au GNL) qui devraient entrer en service d'ici 2005.

Un petit nombre de producteurs indépendants fournissent de l'électricité à KEPCO dans le cadre de contrats à long terme (tableau 3). L'accord et le prix convenus avec Hanwha Energy s'appuient sur un contrat à long terme de 1972. Korean Water Resource Corporation utilise ses excédents d'eau pour vendre de l'énergie hydraulique à KEPCO. Les centrales de cogénération ont été favorisées par des modifications dans la législation qui ont fixé des prix favorables à la vente d'énergie sous contrat à KEPCO.

Tableau 3. Production d'énergie indépendante en 1998

Compagnies	Puissance installée (MW)	Ventes à KEPCO (TWh)	Recettes moyennes (wons/kWh)
Hanwha Energy	1500 (Gaz naturel)	2.6	100.5
Korean Water Resource	980 (Hydraulique)	2.4	64.8
Centrales hydroélectriques de petite taille (21 sites)	35	0.093	54.8
Cogénération (26 sites)	2 824	3.4	43.3
Total	5 338	8.49	66

Source : Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie.

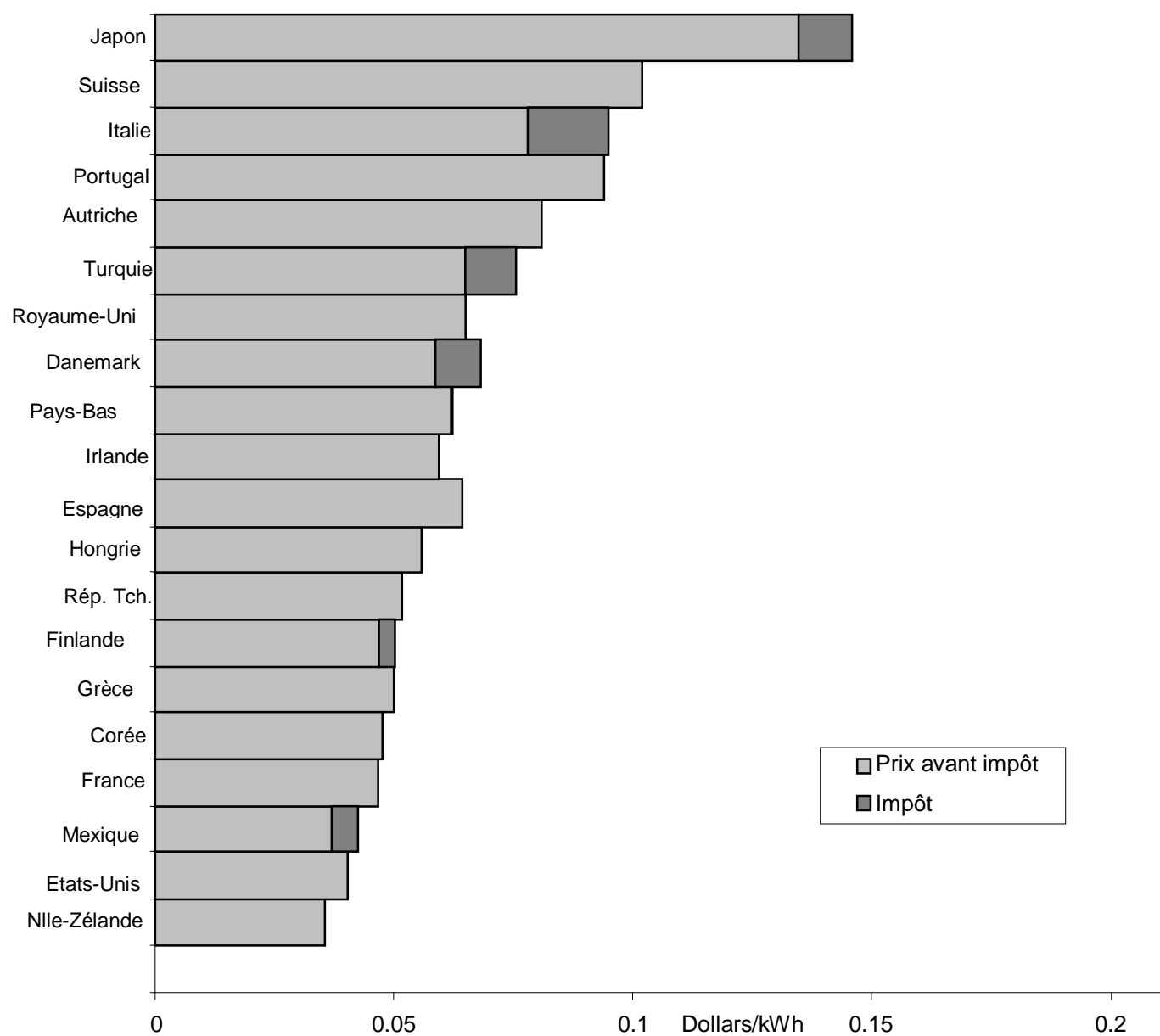
KEPCO a conclu avec quatre producteurs des contrats complémentaires qui devraient prendre effet d'ici 2005. Ces 3 GW environ de capacité additionnelle représentent 10 % de ce que KEPCO avait prévu de construire durant cette période. La durée de ces contrats s'échelonne de 20 à 26 ans. Parmi les quatre projets proposés, trois concernent des centrales alimentées au GNL et le quatrième une centrale au charbon d'une puissance de 1 GW.

Les deux centrales de cogénération d'Anyang et de Buchon n'ont pas été vendues bien qu'il ait été prévu de le faire en 1999. Alors qu'un appel d'offres avait été organisé et que trois entreprises et consortiums avaient soumis des offres, le gouvernement les a rejeté suite aux prix trop faibles des soumissionnaires et à la « difficulté » à modifier les accords existants avec KEPCO sur les contrats à long terme, les achats de combustible, le maintien en place des employés et les taux de profit (Korea Herald, 15 décembre 1999). Un autre appel d'offres, peut-être pour les deux centrales séparément, devrait avoir lieu en l'an 2000.

2.4. Prix et coûts de l'électricité

Les prix de l'électricité pour les industriels et les ménages en Corée¹ sont parmi les plus bas des pays Membres de l'OCDE lorsqu'ils sont mesurés en fonction du taux de change classique (graphiques 4 et 5). En parités de pouvoir d'achat (PPA), les prix de l'électricité en Corée se situent toutefois au-dessus de la moyenne dans la zone OCDE. Le taux de change des PPA est plus élevé que le taux de change en vigueur car les prix des biens non échangeables en Corée tendent à être bas. Les prix relativement élevés de l'électricité mesurés en fonction du taux de change des PPA donne à penser que des améliorations sur le plan de l'efficacité sont possibles dans le secteur.

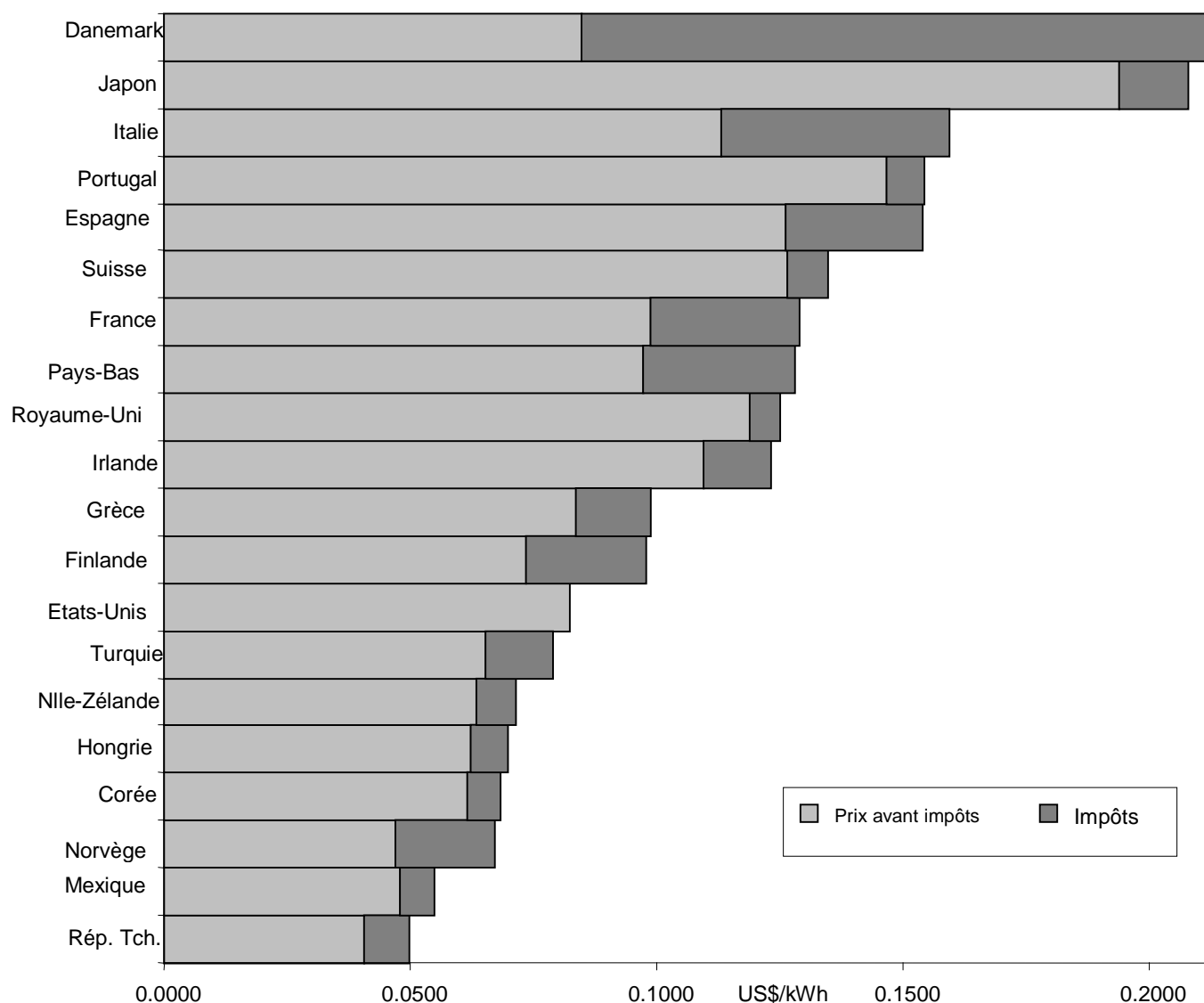
Graphique 4. Prix de l'électricité payé par les industriels dans certains pays de l'OCDE en 1998



Note : Comparaison établie suivant les taux de change en vigueur.

Source : Energy Prices and Taxes, AIE/OCDE (1999), Paris.

Graphique 5. Prix de l'électricité payé par les ménages dans certains pays de l'OCDE en 1998

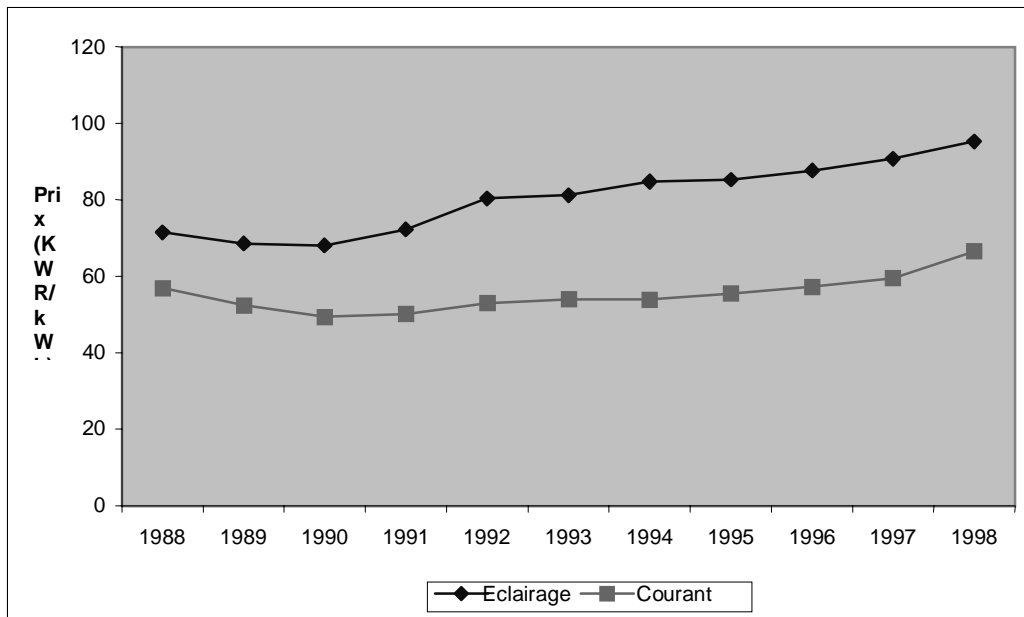


Note : Comparaison établie suivant les taux de change en vigueur.

Source : *Energy Prices and Taxes*, AIE/OCDE (1999), Paris.

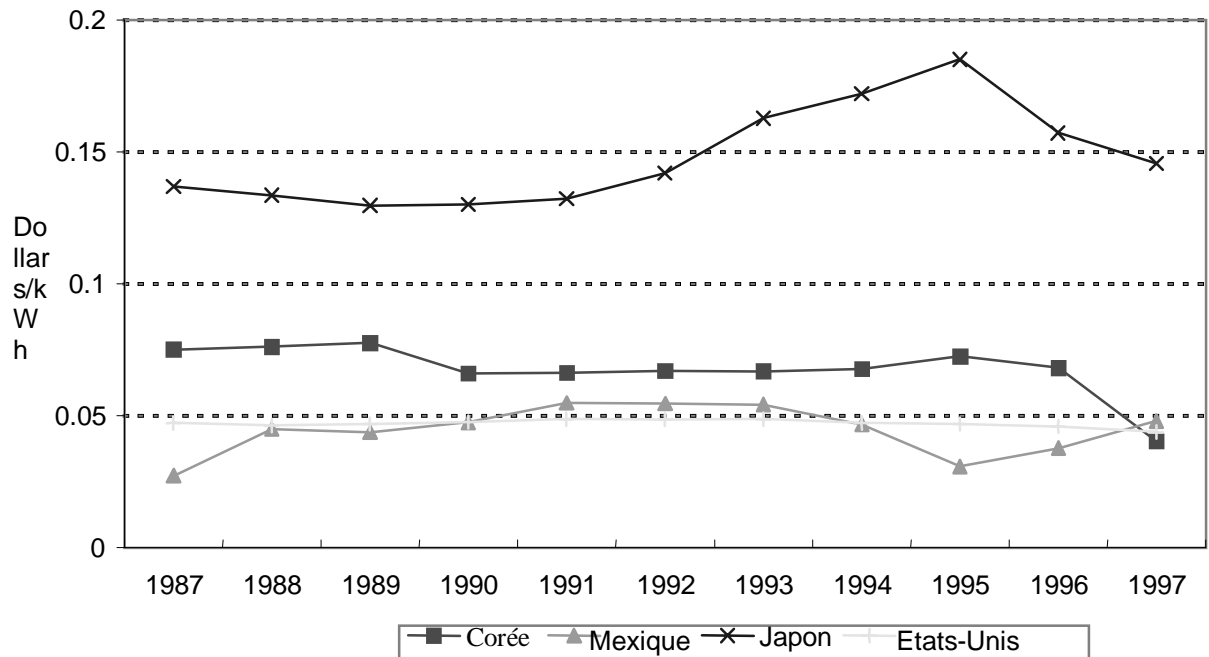
Les augmentations de prix des dix dernières années ont été nécessaires pour couvrir les coûts de l'expansion rapide de KEPCO, celle-ci triplant de volume durant ces dix ans (graphique 6). La dévaluation du won à la fin de 1997, si elle a conduit à des augmentations tarifaires (5.9 % en juillet 1997 et 6.5 % en janvier 1998) suite aux augmentations du prix du combustible et des versements d'intérêts libellés en devises étrangères, elle a également rendu les prix de l'électricité hautement compétitifs par rapport aux autres pays, suivant les taux de change en vigueur (graphique 7). Ces prix plus bas sont également dus aux politiques gouvernementales qui ont entraîné de faibles rendements de l'investissement et des dividendes plus faibles pour les actions du gouvernement.

Graphique 6. Prix de l'électricité de 1988 à 1998



Source : Korean Energy Economics Institute (données pour des recettes moyennes par kWh).

Graphique 7. Prix de l'électricité payé par les industriels dans certains pays de l'OCDE de 1987 à 1997



Note : Comparaison établie en fonction des taux de change en vigueur.

Source : Energy Prices and Taxes, AIE/OCDE, Paris, 1998.

Les tarifs ne varient pas suivant l'emplacement du consommateur, mais selon la tension sous laquelle l'électricité lui est délivrée. La structure de base est un tarif binôme, les clients payant pour deux éléments, la puissance (en kW) et l'énergie (kWh). Les tarifs pour le commerce, l'éducation et l'industrie varient également suivant la saison. Les clients du commerce et de l'industrie fournis en HT peuvent opter pour des tarifs en fonction de la durée d'utilisation, qui ne constituent toutefois environ que 2 % des ventes. Ces clients peuvent bénéficier de remises pour compenser le fait qu'ils sont prêts à ce que leurs livraisons soient interrompues.

Les tarifs comportent d'importantes distorsions dans la structure des prix (tableau 4). Suivant les estimations du ministère, les tarifs appliqués aux agriculteurs couvraient seulement 40 % du coût de l'électricité qui leur est vendue. De même, les tarifs payés par les municipalités pour l'éclairage des rues couvraient uniquement 83 % du coût alors que les tarifs industriels, qui constituaient 59 % des ventes en 1998, couvraient 91 % du coût. Pour compenser le manque à gagner résultant des prix trop bas payés par ces clients, les tarifs pour les ménages, les utilisateurs de l'éducation et du commerce sont nettement supérieurs au coût de production. Pour remédier en partie à ce déséquilibre, le gouvernement a relevé en novembre 1999 les tarifs pour les industriels de 8 % tout en maintenant constants les tarifs pour les ménages.

Tableau 4. Prix en fonction des coûts pour différentes catégories de consommateurs en 1998

	Ménages	Commerce	Éducation	Industrie	Agriculture	Éclairage des rues	Total
Recettes moyennes (wons/kWh)	97.0	105.55	87.91	55.11	43.0	62.91	72.53
Rapport au coût du service (%)	109	124	118	92	40	83	102
Part du total des ventes (%)	18	19	1	59	2	1	100

Le tableau 5 présente la ventilation des coûts estimés de l'électricité par activité pour 1999.

Tableau 5. Éléments des projections de coûts de l'électricité pour la Corée en 1999

a) Par segment de marché

Rubriques	Coût unitaire (wons/kWh)	Part (%)
Production	45.30	72
Transport et domaines connexes	7.01	11
Distribution et domaines connexes	7.89	13
Vente au détail/Fourniture	2.46	4
Total	62.66	100

Source : Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie.

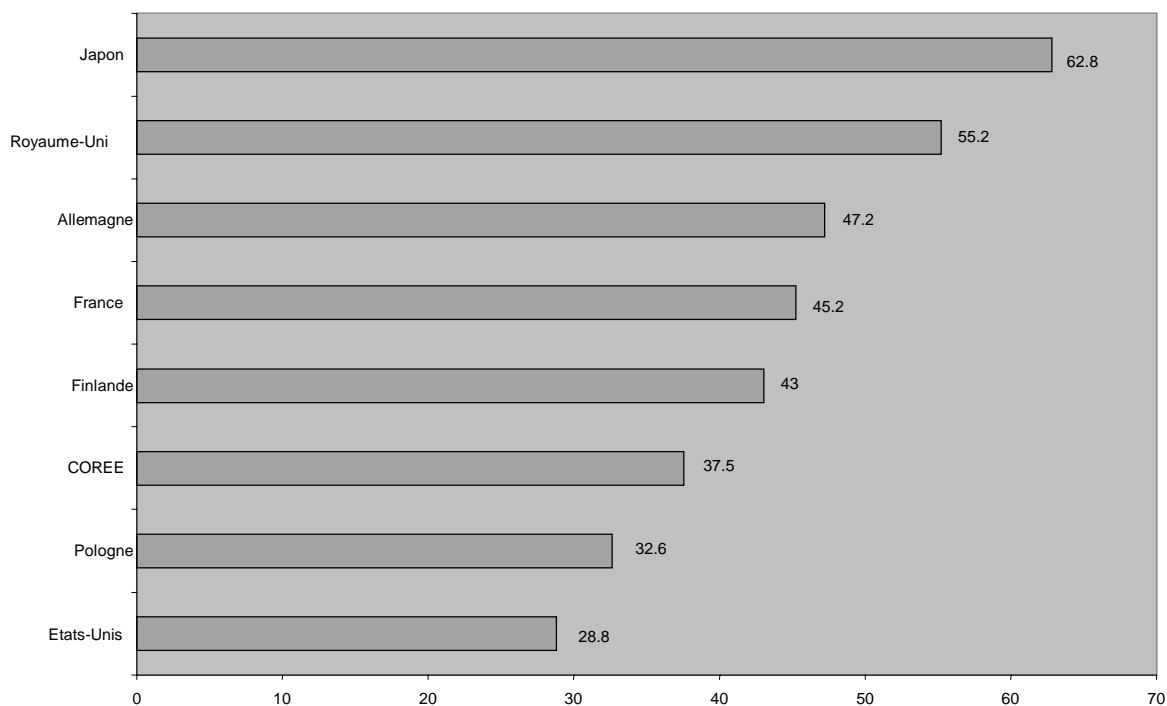
b) Par élément de coût

	Coût (milliards de wons)	Part des coûts (pour cent)
Combustible	3493	28
Dépréciation	3449	28
Exploitation, maintenance et administration	2805	22
Frais financiers	642	5
Achats d'énergie	535	4
Mise hors service	357	3
Recherche et développement	219	2
Autres	1007	8
Total	12535	100

Source : KEPCO.

Les coûts du combustible constituent la part la plus importante du coût total. Les combustibles étant importés dans le cadre de contrats en devises étrangères, les coûts de l'énergie sont très sensibles aux fluctuations du taux de change. En 1998, les coûts du charbon, du pétrole et du GNL ont été respectivement de 37.50 dollars/tonne, 120 dollars/tonne et 176 dollars/tonne en tonne équivalent pétrole (tep)² (par rapport au taux de change moyen pour 1998, soit environ 1 400 wons/dollar). Alors que les prix du charbon et du pétrole importés sont relativement compétitifs par rapport à ceux d'autres pays, les prix du gaz naturel sont les plus élevés parmi les pays de l'OCDE (graphiques 8, 9 et 10). L'utilisation de GNL relativement coûteux est la principale raison du coût élevé du gaz naturel. Toutefois, il est intéressant de noter que ce prix était plus élevé en 1997 que celui alors pratiqué au Japon, le seul autre pays de l'OCDE utilisant du gaz naturel sous forme de GNL. Deux autres facteurs expliquent ce coût relativement élevé : d'une part, le prix relativement élevé facturé par KOGAS à KEPCO pour le GNL et d'autre part, le fait que les droits et taxes d'importation sur le gaz naturel sont plus élevées en Corée que dans d'autres pays. Les compagnies japonaises réduisent le coût du GNL en l'important directement pour leurs propres installations au lieu de passer par la compagnie du gaz. La concurrence entre combustibles en Corée est également affectée par les taxes plus élevées sur le GNL et le pétrole que sur le charbon. Le GNL est frappé par les droits indirects les plus élevés alors que le charbon bénéficie des droits indirects les moins élevés. Le pétrole est soumis à une taxe supplémentaire de 1.70 dollars par baril payable à un Fonds d'entreprises pétrolières (tableau 6).

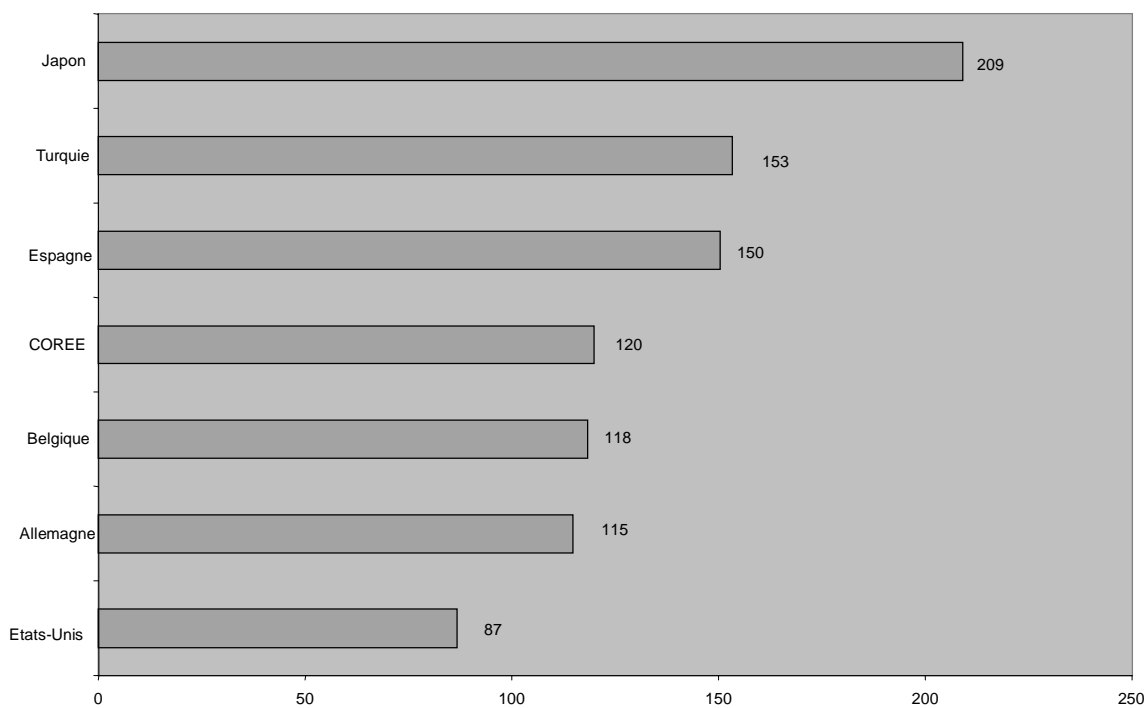
Graphique 8. Prix du charbon pour la production d'électricité dans certains pays de l'OCDE (dollars/tonne)



Note : Pour la France, le Japon et le Royaume-Uni, données de 1997.

Source : Energy Prices and Taxes, AIE/OCDE, Paris et KEPCO.

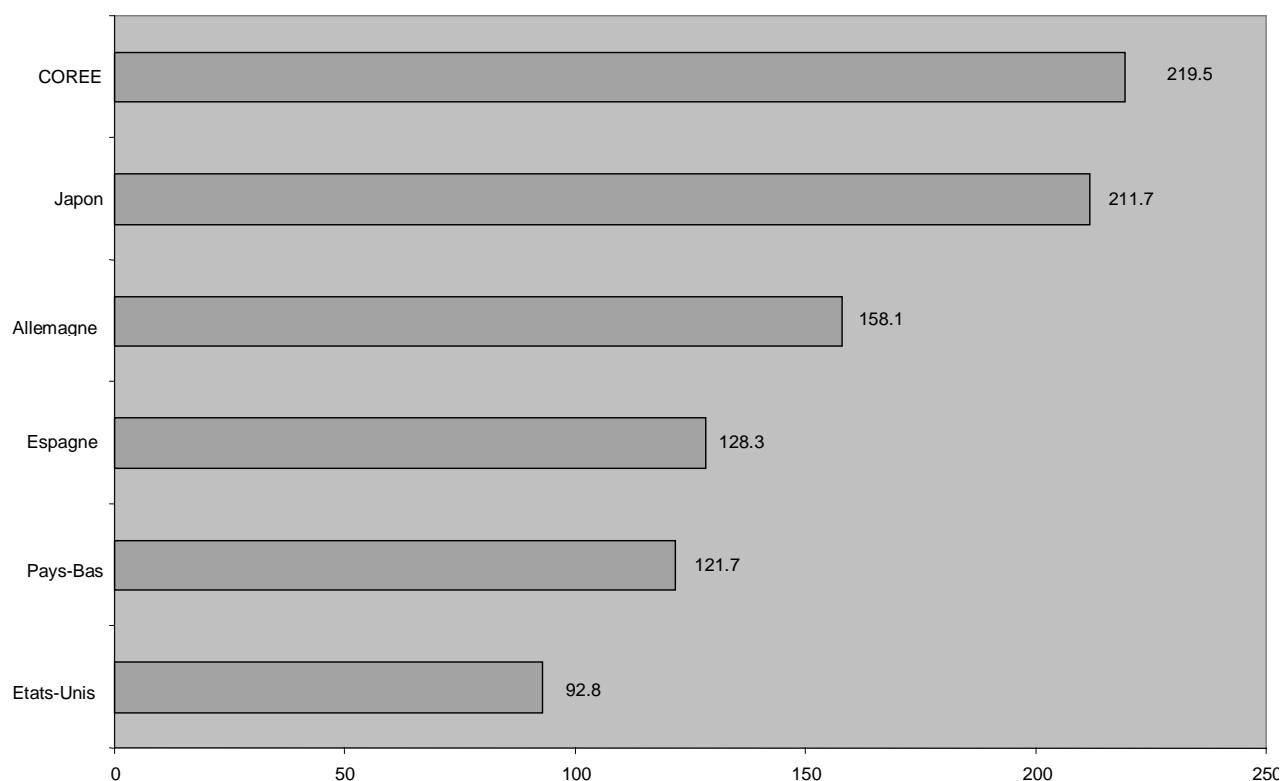
Graphique 9. Prix du fioul pour la production d'énergie dans certains de l'OCDE en 1998 (dollars/tonne)



Note : Pour le Japon et le Royaume-Uni, données de 1997.

Source : Energy Prices and Taxes, AIE/OCDE, Paris et KEPCO.

Graphique 10. Prix du gaz naturel pour la production d'énergie dans certains pays de l'OCDE en 1998 (dollars/tep)



Note : Pour la Corée, le Japon et le Royaume-Uni, données de 1997. Le chiffre de 1998 pour la Corée est de 176 dollars la tonne.

Source : Energy Prices and Taxes, AIE/OCDE, Paris et KEPCO.

Tableau 6. Taxes sur les combustibles fossiles importés

Combustible	Droit indirect (%)	TVA (%)	Autres	Total (%)
Charbon	1	10		11
Fioul	5	10	1.70 dollars/baril de brut	24
GNL	11	10		21

Note : Le pourcentage total de taxes sur le fioul est calculé pour un baril de brut à 20 dollars.

Source : AIE (1994), *Energy Policies of the Republic of Korea*.

Les coûts de KEPCO sont sensibles aux fluctuations du won. Cette sensibilité s'explique essentiellement par deux raisons, d'une part les coûts du combustible, mentionnés ci-dessus et d'autre part les exigibilités en devises étrangères. Les coûts du combustible représentent presque 30 % des recettes de la vente d'énergie électrique. Dans une large mesure, les éléments combustibles proviennent tous de l'étranger et leurs prix sont libellés en devises étrangères. Concernant les exigibilités, 50.6 % de la dette à long terme et 10.5 % des emprunts à court terme étaient libellés en devises étrangères à la fin de 1998. Par contre, presque toutes les recettes de KEPCO étaient libellées en wons. Suite aux évolutions économiques défavorables en Corée, KEPCO a réduit ses dépenses d'investissement de 9 % en 1998. (KEPCO 1999a)

Il est également prévu que le secteur du gaz naturel subisse une réforme suivant les principes présentés dans le « Plan de restructuration du secteur national du gaz naturel » publié par le gouvernement coréen en novembre 1999. KOGAS, monopole naturel d'État, détenu à 24.5 % par KEPCO, sera

restructuré en une compagnie chargée de la construction et de l'exploitation des installations (terminaux et pipelines GNL – la distribution est déjà dissociée et détenue par des intérêts privés) et 3 compagnies d'importation et de fourniture de GNL. Les 7 conventions d'achat de GNL seront transférées à ces 3 compagnies, qui seront en concurrence l'une avec l'autre pour la vente aux distributeurs et aux compagnies d'électricité. L'accès de tiers à ces installations GNL sera permis à compter de 2002. Toutefois, l'accès libre au réseau de distribution ne sera pas permis, tout au moins pas dans un avenir proche. La privatisation de KOGAS par appel public à l'épargne a déjà commencé. Le gouvernement conservera une participation majoritaire dans la compagnie d'exploitation des installations et dans l'une des compagnies de fourniture.

Les coûts payés par les consommateurs d'électricité sont augmentés car KEPCO remplit plusieurs fonctions non commerciales et notamment :

- La fourniture d'électricité à des prix inférieurs aux prix de revient pour les agriculteurs et les pêcheurs ainsi que dans les zones reculées. Cela équivaut à une subvention d'environ 150 milliards de wons.
- L'achat de charbon domestique de préférence au charbon d'importation, qui équivaut à une subvention de 78 milliards de wons ;
- La fourniture de chaleur à la Korean District Heating Corporation à des prix inférieurs aux prix de revient, pour un montant de 50 milliards de wons ;
- L'achat d'électricité auprès de centrales hydroélectriques de petite taille, pour un montant de 8 milliards de wons ;
- L'achat de gaz naturel pour la production d'électricité aux prix plafond, alors que KEPCO doit brûler ce combustible durant la période de l'année où le prix du gaz naturel devrait être moins élevé. La facture annuelle de KEPCO en gaz naturel, qui s'élève à 1.3 billion de wons, pourrait aisément être réduite de 10 %, soit 130 milliards de wons ;
- Le soutien des programmes de création d'emplois, alors que KEPCO traverse une restructuration destinée à améliorer son efficacité par la suppression de 3 765 postes.

Les subventions précitées ne comportent plus de distorsions des prix en faveur des clients industriels au détriment des clients commerciaux et résidentiels. Celles-ci ont été en grande partie éliminées suite à l'augmentation de 8 % appliquée aux clients industriels en novembre 1999. Néanmoins, il ressort de la liste ci-dessus que 4 % au moins du total des factures d'électricité sont utilisées pour ces subventions. Une part appréciable du budget total de la recherche et du développement pour le nucléaire est acquittée par KEPCO, soit 219 milliards de wons au total.

2.5. Protection de l'environnement

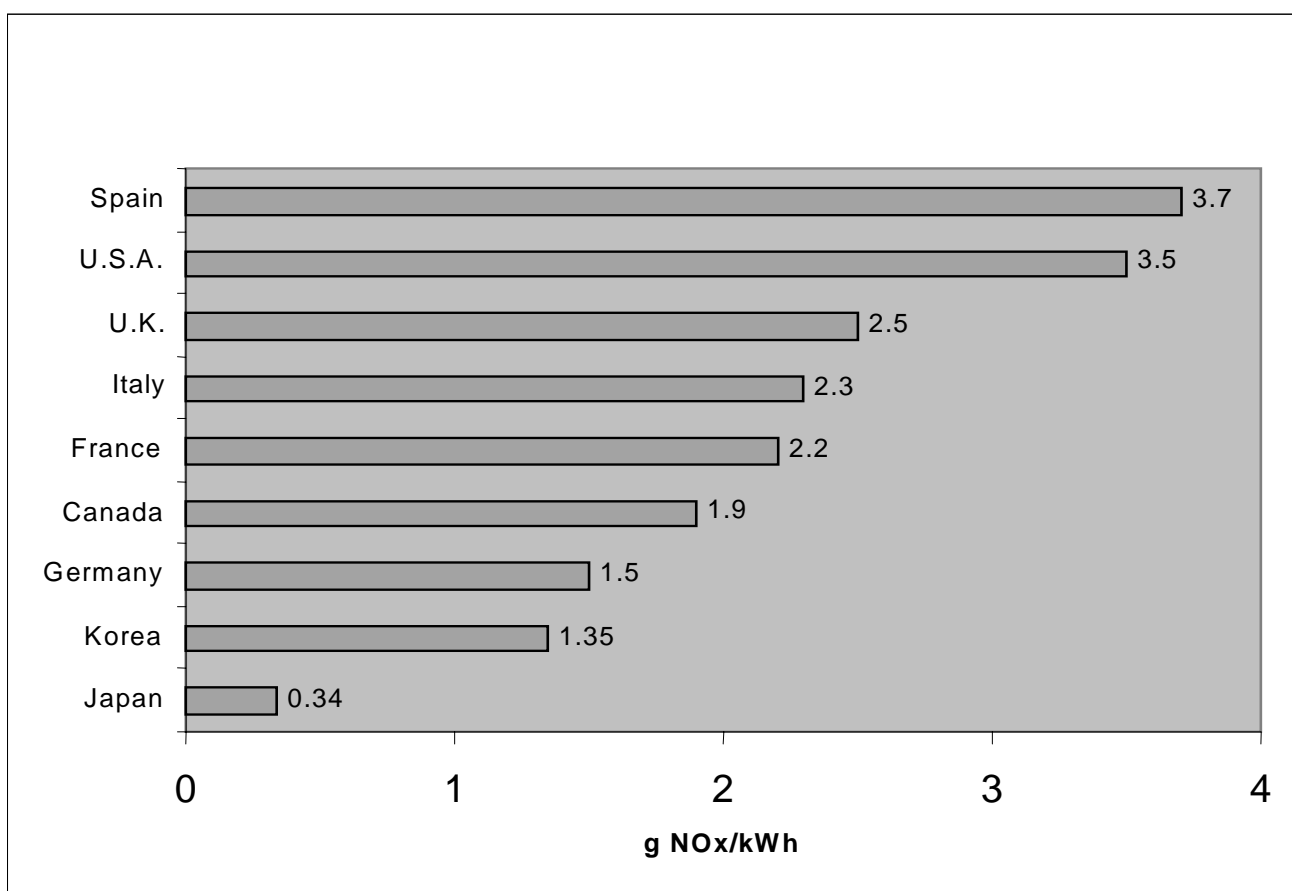
Émissions de gaz sulfureux

La loi sur la préservation de la qualité de l'air de 1990 et les décrets présidentiels associés forment la base de la réglementation des émissions des centrales. La production d'électricité compte pour environ 26 % des émissions de SO₂ et 16 % des émissions de NO₂ en Corée. Suite au resserrement progressif des réglementations sur les rejets dans l'atmosphère, les seuils d'émission sont maintenant comparables à ceux des réglementations d'autres pays de l'OCDE.

Un pollueur convaincu de dépasser les seuils d'émission réglementés doit s'acquitter d'une amende équivalente aux dépenses nécessaires au traitement des polluants émis. L'amende par kilogramme de polluant est d'autant plus lourde que le dépassement est important. Elle varie aussi suivant la région et triple dans les zones les plus préoccupantes. Ainsi, pour le SO₂, l'amende de base est de 500 wons par kg d'émissions excédentaires jusqu'à 20 % de dépassement. Elle passe à 650 wons par kg pour les émissions excédentaires de 20 à 40 %, à 800 wons par kg de 40 à 80 % et peut aller jusqu'à 2 250 wons par kg pour des quantités dépassant la limite de 400 %. Ces amendes triplent dans les zones qualifiées de sensibles, passant alors de 2 250 wons à 6 750 wons par kg. A titre de comparaison, l'amende de base équivaut environ à 400 dollars par tonne de SO₂. Elle est donc beaucoup plus élevée que le coût récent des permis de polluer pour le SO₂ aux États-Unis qui est environ de 200 dollars par tonne.

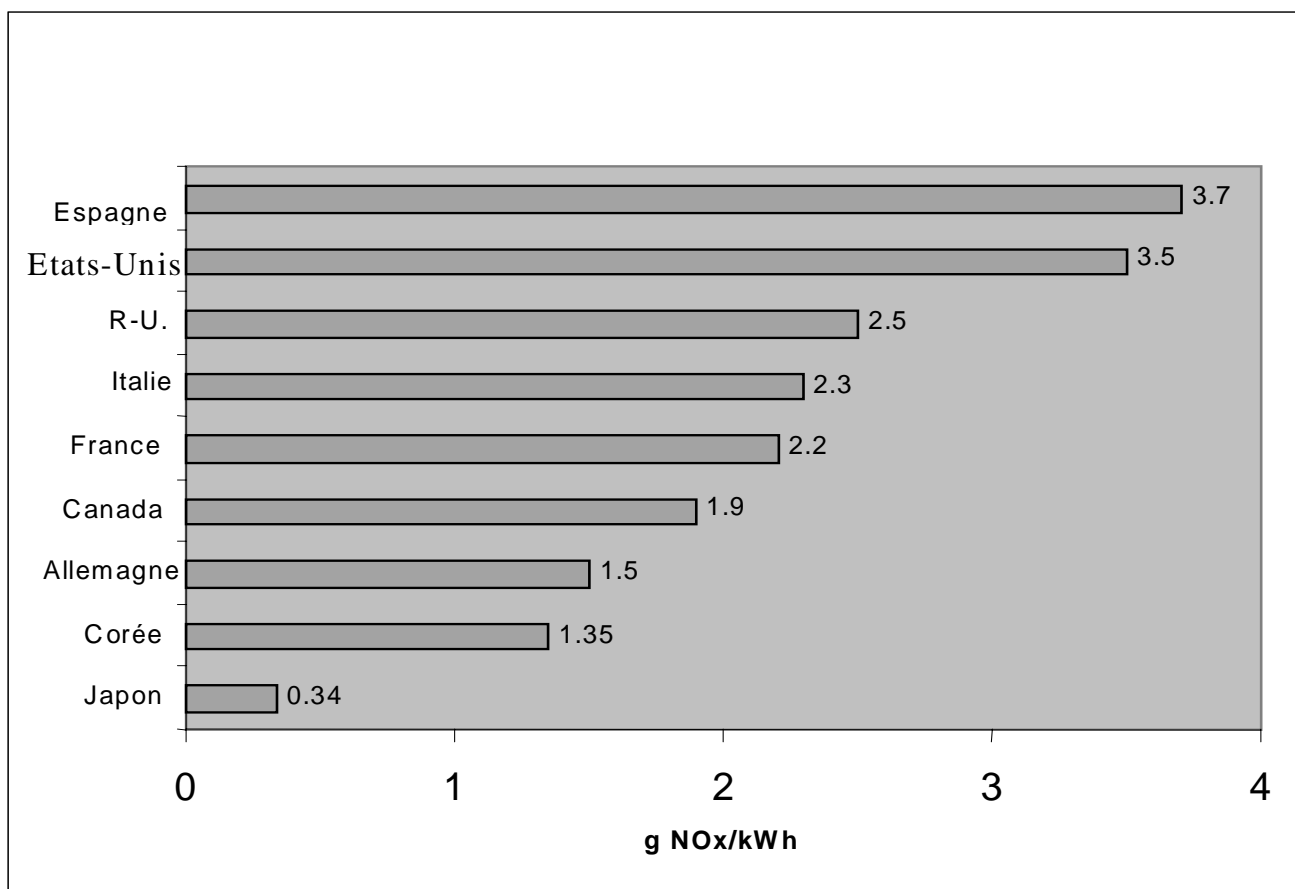
Les émissions de SO₂ et de NO_x par kilowattheure d'énergie thermique produite sont inférieures à celles de nombreux autres pays de l'OCDE (voir graphiques 11 et 12). Cela s'explique essentiellement par les investissements notables dans les dispositifs de réduction des émissions. KEPCO a investi dans les équipements de désulfuration des gaz d'émission dans ses centrales alimentées au charbon et installé des brûleurs bas NO_x. Suivant les normes gouvernementales, les équipements de désulfuration des gaz d'émission seront obligatoires dans les futures centrales au charbon. Une nouvelle centrale consommant de l'antracite à Donghae utilise la technologie de combustion en lit fluidisé qui réduit aussi les émissions.

Graphique 11. **Moyenne des émissions de SO₂ par kWh d'énergie thermique produite dans certains pays de l'OCDE**



Source : OCDE/AIE, Ministère du Commerce et de l'Énergie.

Graphique 12. Moyenne des émissions de NO_x par kWh d'énergie thermique produite dans certains pays de l'OCDE

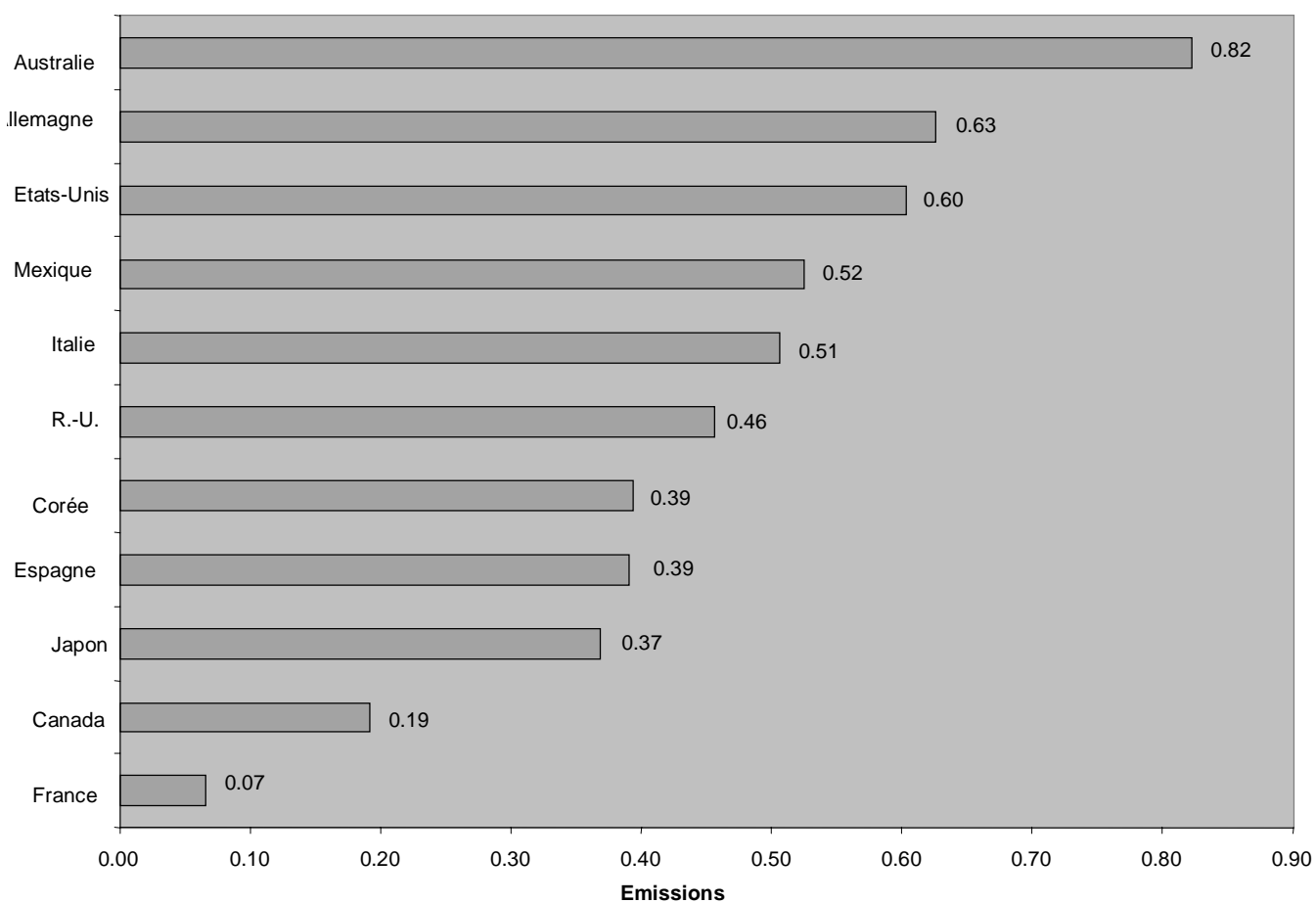


Source : OCDE/AIE, Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie.

Émissions de gaz à effet de serre

La Corée, bien que signataire du protocole de Kyoto, n'est pas spécifiquement tenue de réduire ses émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de ce protocole. Une croissance économique rapide et une économie relativement grande consommatrice d'énergie ont entraîné une augmentation de 81 % des émissions de CO₂ résultant de la combustion d'énergie sur la période qui s'étend de 1990 à 1997, contre 9.5 % en moyenne dans la zone OCDE. La moyenne des émissions de CO₂ par kilowattheure d'électricité produite est de 0.39 kg/kWh, soit 20 % de moins que la moyenne dans la zone OCDE, qui est de 0.49 kg/kWh (graphique 13).

Graphique 13. Moyenne des émissions de CO₂ par kilowattheure d'énergie produite dans certains pays de l'OCDE (1997)



Note : Données englobant les émissions et l'énergie produite par les centrales, la cogénération et l'autoproduction.
 Source : AIE/OCDE, *Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie 1971-1997* et *Electricity Information*, 1998.

Néanmoins, les pouvoirs publics ont annoncé son intention de réduire les émissions de gaz à effet de serre sur une base volontaire non contraignante. Le gouvernement a constitué un comité interinstitutionnel conduit par le Premier ministre pour combattre les changements climatiques et met actuellement en œuvre un Plan national d'action visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ce plan met l'accent sur les accords volontaires avec les entreprises, la fourniture de véhicules utilisant des carburants de remplacement et le développement de technologies à haut rendement énergétique. Le Plan global de conservation de l'énergie au plan national (Comprehensive National Energy Conservation Plan) contient une gamme étendue de mesures destinées à améliorer l'efficacité énergétique, notamment des vérifications énergétiques, de l'information et des incitations fiscales. En 1997, l'agence gouvernementale à but non lucratif Korea Energy Management Corporation a fourni un soutien financier de 278 milliards de wons, dont plus de la moitié pour des projets de chauffage urbain ou de cogénération.

Les politiques en matière de combustible ont également limité la croissance des émissions. Alors que l'on a favorisé le développement de l'énergie nucléaire pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, cela a également contribué à limiter les émissions dans le secteur de l'électricité. De

même, les politiques gouvernementales qui ont contraint KEPCO à mettre au point des installations alimentées au GNL ont freiné l'augmentation des émissions. C'est en partie la raison pour laquelle la production d'énergie électrique et de chaleur comptent pour environ 19 % des émissions de dioxyde de carbone par combustion d'énergie en Corée, contre une moyenne de 31 % dans la zone OCDE.

Le gouvernement réfléchit actuellement à l'introduction d'une taxe sur les combustibles fossiles et à d'autres instruments économiques pour lutter contre les émissions de dioxyde de carbone.

Énergies renouvelables

Les énergies renouvelables, houille blanche comprise, ont fourni 1.1 % du total de l'énergie primaire en Corée en 1998. L'objectif du gouvernement coréen est de parvenir à 2.0 % d'ici 2006. Le plan quinquennal actuel (1997-2001) de mise en valeur des énergies renouvelables prévoit des investissements de R-D d'un montant de 203 milliards de wons. Les subventions et emprunts consacrés au développement de nouvelles énergies renouvelables atteignaient 25.4 milliards de wons en 1996.

Dans ses plans d'expansion, KEPCO prévoit de mettre en service une capacité hydroélectrique supplémentaire de 101 MW d'ici 2001 et de réaliser d'autres projets d'énergies renouvelables totalisant 915 MW sur la période allant de 2001 à 2011. En l'absence d'autres évolutions, la part des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité déclinera ces dix prochaines années.

3. CADRE JURIQUE, RÉGLEMENTAIRE ET DE GESTION

3.1. *Législation*

Les sept lois actuellement importantes dans le secteur de l'énergie électrique en Corée sont regroupées dans le tableau 7. Les lois liées à la réglementation économique du secteur de l'électricité et à la gestion de KEPCO et des centrales sont examinées plus en détail respectivement dans les sections 5.3.2, 5.3.3 et 5.3.4.

Tableau 7. Principales lois régissant le secteur de l'énergie électrique en Corée

Législation	Principales dispositions	Autres dispositions et remarques
Réglementation économique : Loi sur l'électricité (entièrement révisée en 1990, dernière modification en 1999)	Réglementation de l'accès au secteur de l'électricité par des autorisations que délivre le MOCIE. Obligation pour KEPCO de déposer un plan de développement et d'obtenir l'aval du MOCIE. Celui-ci est également requis pour la construction d'installations. Approbation par le MOCIE des tarifs appliqués aux clients et des contrats passés avec les producteurs indépendants.	Obligation de fourniture pour les compagnies disposant d'une autorisation. Des fournisseurs spéciaux sont autorisés, une nouvelle compagnie pouvant être constituée pour produire et distribuer de l'électricité aux clients proches avec la possibilité d'utiliser le réseau de transport de KEPCO. Obligation pour KEPCO de s'approvisionner en énergies renouvelables.
Loi sur l'organisation des monopoles et sur la loyauté dans le commerce (1980, dernière modification en 1999)	Habilitation de la Fair Trade Commission (FTC) à sanctionner les pratiques de concurrence déloyale (abus de position dominante, pratiques commerciales déloyales, etc.).	La FTC a récemment enquêté et sanctionné KEPCO suite au traitement préférentiel de ses filiales.
Loi sur l'énergie atomique.	AEC (Atomic Energy Commission) responsable de la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Gestion de la recherche nucléaire par le ministère de la Science et la Technologie.	Le MOCIE conserve le rôle de planification dans le domaine de l'énergie atomique et de la gestion des déchets incombustibles.
Gestion de KEPCO : Loi régissant la Korea Electric Power Corporation (1989, dernière modification en 1998).	Définition de KEPCO comme entité juridique de droit public. Définition de l'activité de la société.	Description des clauses générales relatives au contrôle exercé par le gouvernement sur KEPCO (MOCIE essentiellement).
Loi-cadre sur la gestion des entreprises publiques (1983, dernière modification en 1999)	Définition des politiques d'organisation, de gestion et de désignation des agents et des directeurs par le gouvernement, ainsi que les politiques d'approvisionnement et de vérification. Garantie de l'autonomie de fonctionnement des entreprises	Les détails sont fournis dans les articles sur la constitution de KEPCO (modifiée en 1999) ; ces articles décrivent par ailleurs les droits des actionnaires, les assemblées générales annuelles, etc. Obligation pour le ministère de la Planification et du Budget de procéder chaque année à une analyse des performances.
Implantation des centrales : Loi sur les cas particuliers de développement de sources d'électricité (1978, dernière modification en 1996)	Dispositions spéciales pour faciliter l'obtention des approbations réglementaires requises pour la construction.	Valable aussi bien pour KEPCO que pour les producteurs d'énergie privés.
Loi sur l'aide aux régions voisines des centrales (1989, dernière modification en 1997)	Obligation pour KEPCO de soutenir le développement des régions situées autour des centrales.	Aide fixée actuellement à 1.12 % du chiffre d'affaires annuel de KEPCO.
Loi sur les autorités locales (1996)	Droit pour les autorités locales de refuser la construction de centrales.	S'applique indifféremment à KEPCO et aux producteurs privés.

3.2. Réglementation du secteur de l'électricité

Entrée et sortie

La loi sur l'électricité limite l'entrée et la sortie sur le marché de ce secteur. Le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie (MOCIE) contrôle l'entrée et la sortie par un processus de délivrance d'autorisations.

La production indépendante était autorisée exceptionnellement dans les années 1960 alors que la Corée souffrait d'une pénurie d'électricité, mais depuis aucun nouveau producteur indépendant n'a été autorisé jusqu'en 1993. Dans tous les cas, les producteurs ont seulement été autorisés à vendre leur production d'énergie à KEPCO. De nouveaux amendements votés en février 1999 leur ont permis de fournir directement l'énergie produite aux clients, une usine voisine par exemple, et ont assoupli les critères d'entrée sur le marché.

KEPCO est la seule entreprise habilitée au transport et à la distribution d'électricité en Corée. Les amendements de la loi sur l'électricité votés au début de 1999 ont par ailleurs créé pour les opérateurs spécialisés dans l'électricité (OSE) une autorisation qui leur permet de se livrer à la distribution et à la vente au détail et d'avoir librement accès au réseau de transport et de distribution de KEPCO.

Accès au réseau

Jusqu'en 1999, KEPCO était la seule entreprise juridiquement habilitée à utiliser ses propres lignes de transport. Les amendements apportés en 1999 à la loi sur l'électricité permettent à un OSE de transporter l'énergie qu'il produit et de la vendre au détail aux clients qu'il dessert sur le réseau de transport de KEPCO et sur son propre réseau. Aucun n'a encore été créé.

KEPCO est tenue de fournir l'électricité aux consommateurs. Les producteurs vendant l'énergie qu'ils produisent à KEPCO sont également tenus d'approvisionner KEPCO. En d'autres termes, ils ne peuvent refuser de livrer KEPCO sans raison valable. Les OSE sont soumis à la même obligation. Dans la pratique, cela signifie qu'ils seraient contraints de passer contrat avec KEPCO pour des livraisons d'urgence.

Réglementation économique

Selon la loi sur l'électricité, le MOCIE est le principal responsable de la réglementation économique dans le secteur de l'électricité. Aux termes de cette même loi, KEPCO doit présenter des recommandations relatives à ses tarifs au MOCIE qui, après consultation du ministre des Finances et de l'Économie (et si nécessaire, du Conseil des ministres et du Président), fixera l'évolution définitive des tarifs qui sera autorisée. La loi précise que les tarifs doivent couvrir les coûts et prévoir une rémunération juste des investissements. Le coût comprend deux éléments, la dette et l'investissement. La rémunération juste de la dette est par définition le coût estimé de la dette à long terme de KEPCO³, qui était de 11.0 % en janvier 1999. La rémunération juste de l'investissement est par définition égale au taux d'intérêt payable par les banques en Corée pour les dépôts d'un an. Ce taux, qui est à son tour fixé par la loi et la réglementation bancaires en Corée, atteignait 8.8 % en janvier 1999. D'autres facteurs entrent dans la détermination des niveaux tarifaires globaux, notamment le bien-être du consommateur, les besoins en capitaux projetés, l'effet des prix de l'électricité sur l'inflation et l'effet des tarifs sur la demande d'électricité. Le faible taux de rémunération de l'investissement se reflète dans le versement de dividendes plus faibles pour les actions du gouvernement dans KEPCO que pour celles détenues par des actionnaires privés.

Contrairement à d'autres pays, les tarifs réglementés ne prennent pas en considération la vraisemblance des dépenses d'exploitation. La loi régissant KEPCO stipule cependant que le ministre du MOCIE « doit donner des consignes et superviser les activités de la société », ce qui revient à donner au ministre la haute main sur les décisions de KEPCO en matière de budget et de gestion. En fait, la plausibilité des dépenses est établie directement par le gouvernement à travers ses consignes et son contrôle et l'analyse des performances qu'il publie chaque année.

KEPCO est aussi responsable du plan de développement à long terme de la production d'énergie. Ce plan définit les installations que KEPCO doit mettre en place et la quantité de puissance et d'énergie qui doit être contractée auprès des producteurs indépendants. Le MOCIE entérine par ailleurs les conditions générales des contrats entre KEPCO et les producteurs indépendants.

Rôle de l'autorité chargée de la concurrence

La FTC a compétence pour appliquer la loi sur l'organisation des monopoles et sur la loyauté dans le commerce contre la concurrence déloyale aux activités du secteur de l'électricité. Suivant le droit de la concurrence, l'abus de position dominante sur le marché, les pratiques commerciales déloyales et les autres pratiques illicites des entreprises sont interdites dans le secteur de l'électricité, tout comme dans les autres secteurs. Le droit de la concurrence ne s'applique pas aux comportements autorisés par une autre réglementation ; par conséquent, l'application du droit de la concurrence est limitée du fait que KEPCO est régie par le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie. Néanmoins, d'autres aspects non réglementés des activités commerciales de cette entreprise sont régis par le droit de la concurrence. Ainsi, au début de 1999, la FTC a condamné KEPCO à une amende pour avoir indûment favorisé ses propres filiales en leur accordant des contrats lors d'un appel d'offres. De plus, la loi sur l'organisation des monopoles et sur la loyauté dans le commerce impose aux organismes gouvernementaux, notamment aux organes réglementaires, de prendre avis auprès de la FTC sur les politiques qui influencent la concurrence.

3.3. Gestion de KEPCO

Les relations entre les pouvoirs publics et KEPCO se fondent sur trois lois : la loi régissant KEPCO, la loi-cadre sur la gestion des entreprises publiques, la loi sur l'électricité et les articles relatifs à la constitution de KEPCO. La loi régissant KEPCO stipule que le gouvernement doit détenir au moins 51 % des actions de cette dernière. Le gouvernement est par conséquent capable de contrôler KEPCO à l'aide de divers instruments, notamment :

- Désignation du président de KEPCO (par le Président, sur recommandation d'un comité indépendant).
- Désignation de tous les membres du conseil d'administration (par le ministre du MOCIE et le ministre de la Planification et du Budget).
- Directives budgétaires auxquelles doit satisfaire la direction de KEPCO.
- Consignes en matière de comptabilité et de contrats d'achat.
- Approbation des tarifs.
- Planification des investissements et de la construction.

Le contrôle exercé par l'État sur KEPCO influence en permanence la manière dont cette société conduit ses activités. On peut citer :

- **Soutien aux programmes de création d’emplois** : KEPCO a fourni un soutien financier et politique aux programmes gouvernementaux de création d’emplois. Dans le cadre des mesures en faveur de la création d’emplois, KEPCO a augmenté ses dépenses d’investissement d’un billion de wons en 1999 et recruté, alors qu’elle venait d’opérer une restructuration et de supprimer 3 765 emplois afin d’améliorer son efficacité. En outre, KEPCO a versé 46.5 milliards de wons au fonds de chômage du gouvernement.
- **Relations avec la Corée du Nord** : KEPCO joue un rôle actif dans le développement de la coopération économique entre le gouvernement coréen et la Corée du Nord. Dans le projet KEDO sur l’énergie nucléaire, aux termes duquel la Corée du Nord doit bénéficier de deux centrales nucléaires de 1000 MW dans des conditions financières avantageuses, KEPCO devrait être l’entrepreneur principal. KEPCO a également participé à des discussions sur le possible développement de centrales thermiques au charbon en Corée du Nord. KEPCO a indiqué qu’elle moderniserait ses capacités de transport près de la frontière afin de faciliter la nouvelle liaison des systèmes électriques en vue de possibles ventes d’électricité à la Corée du Nord à l’avenir.
- **Tarifs avantageux pour certains groupes de clients** : les tarifs de l’électricité appliqués aux agriculteurs sont maintenus bien en dessous de leur prix de revient par un subventionnement croisé. Aux dires de KEPCO, les tarifs de l’électricité pour l’industrie auraient été réduits pour encourager la croissance dans ce secteur, alors que les tarifs pour le secteur commercial auraient été augmentés « pour freiner la croissance de ce même secteur ».
- **Faibles taux de rentabilité des investissements** : les taux de rentabilité observés pour les investissements de KEPCO ont été inférieurs au coût de la dette et nettement inférieurs à ceux des sociétés non réglementées. De plus, les augmentations des tarifs ces dernières années n’ont pas suffi à générer un taux de rentabilité aussi élevé que le taux supposé pour l’approbation des tarifs.
- **Dividendes plus faibles** : l’État reçoit un dividende inférieur à celui des actionnaires courants voire un dividende nul. KEPCO est toutefois entièrement soumise à l’impôt sur les sociétés et aux autres charges fiscales.

Le gouvernement évalue les performances de KEPCO par rapport à d’autres entreprises publiques dans un examen annuel des performances et le publie. KEPCO est l’entreprise publique la mieux classée sur tous les points dans cet examen. Celui-ci prend en compte des facteurs tels que la situation financière, les améliorations de productivité et le respect de la politique gouvernementale.

Si KEPCO est une société majoritairement publique, elle a compté des actionnaires privés dès 1989. Les investissements privés dans KEPCO ont été très importants pour la société et les marchés financiers coréens. Au mois d’avril 1999, les actions KEPCO représentaient 13 % de la capitalisation boursière sur le marché financier coréen. Les actions KEPCO sont réparties entre le gouvernement (57. %, en incluant la Banque coréenne de développement), deux banques coréennes (5 % chacune) et le grand public (environ 31 %). Aucun actionnaire public ne peut détenir plus de 3 % d’actions.

Les actionnaires privés n’ont pas eu de rôle notable à jouer dans la surveillance de KEPCO malgré le volume des actions qu’ils détiennent. Ils ne sont en effet pas représentés au conseil d’administration. Leurs possibilités d’intervention lors de l’assemblée générale des actionnaires sont limitées, car ils ne peuvent présenter de résolutions que pour les questions à l’ordre du jour, au sujet desquelles ils n’ont préalablement pas été consultés.

Le gouvernement s'est efforcé d'améliorer la gestion des entreprises publiques en procédant récemment à des amendements de la loi-cadre sur la gestion des entreprises publiques. Ces amendements ont favorisé une plus grande transparence, à la fois par le processus de sélection des cadres supérieurs de la société et par la publication des informations financières de l'année en cours et de l'année précédente. L'enquête réalisée par le Conseil de vérification et d'inspection a par ailleurs permis d'identifier les domaines à surveiller (Korea Herald, 5 novembre 1999).

3.4. *Choix du site d'implantation*

Il existe un grand nombre de lois sur l'implantation des centrales. La loi sur les cas spéciaux concernant le développement des sources d'électricité (ASCESD) et la loi sur l'aide aux régions voisines des centrales électriques (AAEPPNA) ont été promulguées en vue d'accélérer l'agrément de nouvelles centrales. La volonté d'accélérer la construction est compréhensible compte tenu du rythme d'augmentation de la demande et du délai requis pour le développement de nouvelles centrales (tableau 8).

Tableau 8. **Calendrier pour l'agrément et la construction de centrales en Corée (mois)**

Type	Faisabilité	Agréments	Préparatifs en vue de la construction*	Total pour la phase de préparation	Construction	TOTAL
Nucléaire (réacteurs à eau ordinaire)	12	20	57	89	66	155
Charbon (800 MW)	12	20	46	78	44	122
Stockage par pompage	12	20	49	81	52	133
GNL	12	20	40	72	30	102

* Comprend la procédure d'appel d'offres pour la sélection de l'entrepreneur principal et la préparation du site.

Source : Ministère du Commerce et de l'Énergie.

L'ASCESD simplifie le processus d'agrément en désignant le MOCIE comme coordinateur, lequel est ensuite chargé d'engager des consultations avec 11 autres ministères du gouvernement. L'AAEPPNA a pour objet de favoriser l'acceptation de nouvelles centrales de KEPCO par la création d'un fonds pour différents types d'aide dans un rayon de 5 kilomètres autour de chaque centrale. Il a été décidé que ce fonds pouvait être utilisé pour des installations publiques, l'aide au règlement des factures d'électricité, l'aide sociale et le développement des entreprises. KEPCO est tenue de participer au fonds à hauteur de 1.12 % de son chiffre d'affaires annuel.

Il se pourrait bien que cette contribution augmente encore, les autorités locales ayant désormais la possibilité de bloquer la construction de nouvelles centrales en vertu du Local Authority Act. Ainsi, une autorité locale a récemment bloqué un projet de centrale au charbon pour la production d'énergie indépendante proposé par l'aciériste POSCO. Les projets de production indépendante d'énergie ne contribuent pas au fonds et n'en bénéficient pas.

Il se pourrait également que la nécessité d'un agrément local pour les centrales freine l'extension à long terme de l'énergie nucléaire, une situation de plus en plus préoccupante pour le grand public. Toutefois, sur les dix centrales nucléaires actuellement en développement, neuf ont obtenu l'agrément du gouvernement local.

4. REFORMES PROPOSEES

4.1. *Plan-cadre pour la restructuration du secteur de l'électricité*

La Corée prévoit de réformer son secteur de l'électricité afin d'augmenter son efficacité économique en introduisant une concurrence efficace, tout en élargissant le choix du consommateur et la qualité de service et en garantissant la sécurité d'approvisionnement. Le gouvernement a opté pour une approche progressive. Il prévoit de restructurer KEPCO, de sorte à donner au secteur une structure plus favorable au développement d'une concurrence efficace, puis de privatiser cette société par étapes. Conformément au plan, le transport et la distribution seront réglementés par un régulateur indépendant. Les tarifs des consommateurs captifs ne seront pas réglementés. L'entrée sur le marché de la production devrait être libéralisée. En juin 1997, le gouvernement a réuni des représentants et des experts du secteur pour former le Comité de restructuration du secteur de l'électricité afin d'élaborer un plan de restructuration. Les pouvoirs publics ont renouvelé leur engagement en faveur d'une restructuration avant que ne soit achevé le processus de privatisation lors de l'annonce en juillet 1998 du plan de privatisation des entreprises publiques, notamment KEPCO.

Le Plan-cadre a été adopté par le gouvernement et publié au début de 1999. Ce plan est actuellement entré dans la réalisation de la première partie de sa phase 1 et le gouvernement et KEPCO ont conjointement recruté des consultants pour les aider à élaborer dans le détail les modifications requises sur les plans juridique, réglementaire, financier et technique. Des dispositions législatives ont été introduites en septembre 1999, mais elles n'ont pas encore été examinées en assemblée plénière. Ces dispositions prévoient de réviser la loi sur l'électricité, d'instituer un marché spot, d'établir au sein du MOCIE une commission sur l'électricité, de se consacrer à des « programmes d'utilité publique », d'élaborer une loi spéciale pour la création de nouvelles entreprises, notamment cinq entreprises de production d'énergie non nucléaire et enfin d'examiner le transfert des actifs, les autorisations et les contrats (conventions collectives notamment). KEPCO a déjà procédé à une réorganisation interne conformément au plan du gouvernement. Une équipe de recherche sur la privatisation, formée de 18 experts d'universités, d'instituts de recherche, de groupes d'entreprises et de citoyens, a été mise sur pied pour étudier diverses questions liées à la privatisation, notamment la gestion des nouvelles sociétés, les méthodes de vente des entreprises ainsi que l'impact de la restructuration et de la privatisation sur l'emploi. Cette équipe examine par ailleurs les restrictions éventuelles à appliquer aux investisseurs privés ou aux conglomérats nationaux (*chaebol*) en matière de propriété. Elle devait publier les résultats de ses travaux en mai 2000.

Le processus doit se dérouler suivant quatre phases. La phase 1 (système actuel) s'est terminée fin 1999, la phase 2 (concurrence pour la production d'énergie) doit s'étendre jusqu'en 2002, la phase 3 (concurrence sur le marché de gros) doit se poursuivre jusqu'en 2009 et la phase 4 (concurrence sur le marché de détail) doit débuter à partir de 2009. Le plan s'articule autour des points suivants :

- Répartition de la production non nucléaire de KEPCO entre 5 filiales détenues à 100 %, dans la perspective d'en privatiser une d'ici la fin 1999, ce qui ne s'est pas produit, et les autres d'ici la fin de la phase 2 (2002). Le gouvernement n'a pas encore décidé si les filiales seraient privatisées entièrement ou en partie. Deux centrales de cogénération assurant le chauffage urbain d'Anyang et de Buchon devaient être privatisées en 1999, toutefois cela ne s'est pas fait.
- Séparation de la production nucléaire de KEPCO pour la confier à une nouvelle filiale détenue à 100 %.

- D'ici 2001, répartition des actifs de KEPCO dans le domaine de la distribution entre plusieurs filiales détenues à 100 %, pour les privatiser, éventuellement en partie, à partir de 2002.
- D'ici deux ans, institution d'un régulateur indépendant pour surveiller le marché et réglementer les tarifs du transport et de la distribution, qui entrent dans le prix payé par les utilisateurs.
- Création d'ici l'an 2000 d'un pool de producteurs, organisant l'appel des groupes en fonction du prix du combustible. Ce pool devrait évoluer d'ici la mi-2001 en marché de l'électricité fondé sur un mécanisme d'enchères.
- Lancement d'un programme d'ouverture à la concurrence en plusieurs étapes, offrant le libre choix de leur fournisseur tout d'abord aux gros consommateurs, à partir de 2001 et à la grande majorité des autres consommateurs à partir de 2009.

Le plan est résumé suivant ses différents thèmes dans le tableau 9 et détaillé dans les sections suivantes.

Tableau 9. Évolution prévue du secteur électrique coréen

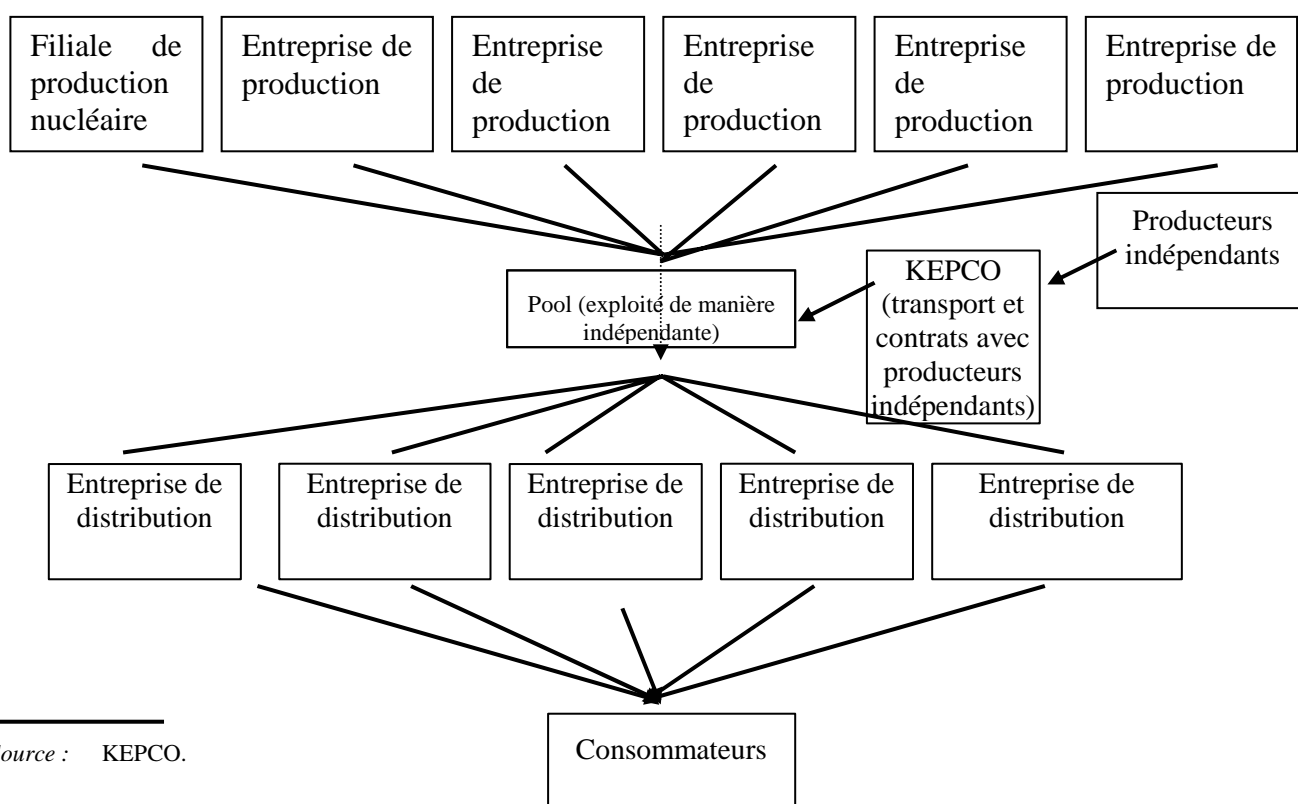
Thème	Situation à la mi-1999	Phase 2 (2000-2002)	Phase 3 (2003-2009) /Phase 4 (2009-)
Séparation et réforme structurelle	KEPCO est une compagnie verticalement intégrée (production, transport, distribution) qui achète 5.5 % de sa puissance à des producteurs indépendants.	Restructuration des activités de production de KEPCO : Création de 5 filiales de production non nucléaire, suivie d'une privatisation partielle ou totale. Création d'une entreprise nucléaire publique séparée. Création de filiales de distribution afin de desservir les clients captifs.	Privatisation des filiales de distribution. KEPCO est essentiellement une entreprise de transport et de production nucléaire (suivant l'ampleur que prendra la vente des filiales de production et de distribution).
Libéralisation de la fourniture de détail	KEPCO dessert tous les consommateurs.	Les grands consommateurs (à définir) seront éligibles en 2001. Les filiales de distribution desservent les clients captifs.	Dans la phase 3, la création de société indépendantes de négoce de l'électricité sera autorisée. Dans la phase 4, la libéralisation de la fourniture de détail sera étendue progressivement à tous les consommateurs.
Accès au réseau et entrée/sortie.	Dans la pratique, il n'existe pas d'ATR. L'entrée et la sortie sont subordonnées à l'obtention d'une autorisation.	ATR réglementé non discriminatoire pour les producteurs et les consommateurs éligibles, avec tarification selon le système du timbre poste. L'entrée et la sortie sont soumises au régime d'autorisation.	Voir phase 2.
Marché de l'électricité	Appel des centrales assuré par KEPCO en fonction des coûts du combustible, des contraintes de transport, des contrats « d'achat ferme » avec les producteurs indépendants et de l'obligation d'utiliser du GNL et du charbon national. Quelques contrats interruptibles.	L'opérateur du marché électrique indépendant de KEPCO appelle les centrales en fonction des coûts des combustibles, des contrats « d'achat ferme » avec les producteurs indépendants et de l'obligation d'utiliser du GNL et du charbon national. Les producteurs perçoivent le coût marginal du combustible, plus une rémunération pour la puissance établie d'après la valeur de la puissance d'une centrale de pointe représentative.	Le pool de producteurs avec système d'enchères sera mis en place au début de la phase 3. Il devrait s'inspirer de la conception des pools « obligatoires » du Royaume-Uni et de l'Australie.
Concurrence à la production	Les producteurs indépendants vendent la puissance à KEPCO. Les auto-producteurs bénéficient de tarifs intéressants. Obligation de passer de nouveaux contrats pour environ 10 % de la	KEPCO a toujours l'obligation d'acheter la production des producteurs indépendants sous contrat. Ces derniers peuvent néanmoins choisir de dénoncer le contrat et de vendre directement au pool. (La durée des contrats passés par les producteurs indépendants est de 20 à 26 ans.) Les nouveaux producteurs indépendants entreront en concurrence avec les entreprises de production pour vendre	Les nouveaux producteurs indépendants entreront en concurrence avec les entreprises de production pour vendre de l'électricité aux consommateurs éligibles dans le cadre de contrats ou par l'intermédiaire du

	puissance installée nouvelle.	l'électricité aux consommateurs éligibles.	marché.
Réglementation économique	Le MOCIE applique une réglementation par le taux de rendement à la tarification du marché de détail.	Au sein du MOCIE, la « commission de l'électricité » doit jouer le rôle de régulateur temporaire, aider à instituer un régulateur indépendant et évaluer les changements nécessaires sur le plan législatif. Le MOCIE continue d'entériner les prix. Une évolution possible vers une réglementation par un plafonnement des prix en avril 2000 est actuellement à l'étude. La FTC continue de jouer un rôle dans la surveillance des pratiques commerciales déloyales dans le secteur de l'électricité.	Création d'un observatoire de l'électricité afin de surveiller les marchés et de réglementer les tarifs d'accès au réseau.
Sécurité d'approvisionnement/ diversité	KEPCO est tenue de desservir les consommateurs et de prévoir la fourniture future d'énergie. Il est dans la politique du gouvernement d'imposer l'utilisation du charbon national, du GNL, de la cogénération et le soutien de l'énergie nucléaire.	Les filiales de distribution sont tenues de desservir leurs clients. Les entreprises de production doivent déposer un plan de développement auprès du gouvernement, qui assure la coordination. Les objectifs en matière d'énergie nucléaire sont assurés par l'entreprise publique. Les obligations d'utiliser le GNL et le charbon national demeurent. La perception d'une redevance de service public auprès des consommateurs d'électricité couvre les coûts associés au charbon national, au GNL, à la cogénération et aux énergies renouvelables.	GNL acheté sur le marché après expiration de l'obligation d'achat sous contrat en 2006.
Énergies renouvelables	Le gouvernement soutient les énergies renouvelables par des subventions, des prêts à faible taux d'intérêt et des réductions fiscales. KEPCO est tenue d'acheter ce type d'énergie.	Le gouvernement maintient son financement. KEPCO prévoit de construire de nouvelles sources d'énergie renouvelables. Ce sont des producteurs « non interruptibles » en pool. Soutien des consommateurs aux énergies renouvelables par la redevance de service public.	Voir phase 2.
Obligations de service public	Tarifification suivant le système du timbre poste. Les agriculteurs et les industriels bénéficient de prix inférieurs aux prix de revient.	Les consommateurs éligibles dans l'industrie achètent de l'énergie sous contrat auprès des producteurs ou par l'intermédiaire du marché. Soutien aux subventions accordées aux consommateurs d'électricité du secteur agricole.	Les distributeurs régionaux appliquent chacun des prix différents. Le gouvernement prend à sa charge les subventions aux clients du secteur agricole.
Récupération des coûts échoués	Ne s'applique pas.	La vente des actifs de production doit permettre de quantifier les coûts échoués de la production non nucléaire. KEPCO continuera de récupérer les coûts excédentaires des producteurs indépendants auprès des consommateurs.	Non définies.

4.2. Restructuration de KEPCO

Les actifs de production non nucléaire de KEPCO sont répartis entre 5 filiales détenues à 100 % (figure 14). Le plan actuel prévoit une répartition relativement uniforme entre les entreprises, chacune d'elle disposant d'une combinaison similaire de production en terme de combustible et d'emplacement. Leur nombre a été déterminé en partie en fonction de la taille minimum nécessaire pour que chacune d'elle soit efficiente et des risques éventuels de collusion si elles n'étaient pas assez nombreuses. Le gouvernement a affirmé qu'il privatiserait une entreprise peu après la création des filiales et les autres d'ici la fin de 2002. Toutefois, il n'a pas encore indiqué la proportion du capital qui sera cédé.

Figure 14. Restructuration de KEPCO (phase 2)



Source : KEPCO.

Tableau 10. **Ventes d'électricité**

	Entreprise 1	Entreprise 2	Entreprise 3	Entreprise 4	Entreprise 5	Nucléaire
Puissance (MW)	7 700	7 738	7 946	7 710	7 500	17 716
Nombre de centrales	7	7	8	8	8	7

Note : Ces chiffres, qui incluent les centrales à construire d'ici 2006, sont provisoires et doivent être confirmés.

Source : Ministère du Commerce et de l'Énergie.

Conformément au plan, l'entreprise de production d'énergie nucléaire sera la propriété de l'État et une filiale séparée détenue à 100 % par KEPCO. Il n'est pas prévu de privatiser cette filiale.

Les filiales de distribution devraient être créées au cours des deux prochaines années, conformément au plan. Leur nombre, qui n'a pas été fixé, devrait être déterminé par plusieurs facteurs, notamment le désir d'obtenir un nombre suffisant de fournisseurs de détail concurrents à l'ouverture du marché et d'atteindre un nombre suffisant de distributeurs pouvant servir de base à une évaluation comparative de l'efficacité des entreprises encore réglementées. Le gouvernement a d'autre part déterminé que les entreprises aux coûts différents entraîneraient des différences de tarifs et pourraient présenter une difficulté, aussi il tentera de créer des entreprises aux coûts similaires de manière à minimiser les variations. Ces entreprises seront progressivement privatisées au cours de la phase 3. Au mois d'avril 2000 toutefois, aucune décision quant à l'étendue de la privatisation n'avait été rendue publique. Ces entreprises ne seront pas autorisées à posséder des actifs de production.

Il est prévu que KEPCO devienne une entreprise de transport (la production nucléaire sera séparée de KEPCO au sein d'une filiale) et reste chargée d'honorer les contrats passés avec les producteurs indépendants. Suivant le degré de privatisation des filiales de production et de distribution, KEPCO pourrait également conserver des intérêts dans ces activités.

Ces réformes structurelles seront influencées par les intérêts des actuels détenteurs d'actions et d'obligations dans KEPCO. La crainte que certaines obligations KEPCO soient exigibles si une partie significative de l'entreprise était privatisée a été dissipée. Le gouvernement a annoncé que KEPCO conserverait la responsabilité de tous les emprunts auprès de créateurs étrangers et qu'une certaine partie de l'emprunt national contracté par KEPCO serait répercutée sur les filiales. Les résultats des ventes d'actifs seront consacrés à la réduction de la dette. De plus, les actionnaires privés pourraient s'inquiéter de savoir si la libéralisation du secteur de l'électricité, la séparation des actifs nucléaires en une nouvelle entreprise et la vente des actifs de production non nucléaire seront compensés de manière appropriée. Cela pourrait influencer dans quelle proportion les actifs de production sont séparés de KEPCO. En outre, la loi coréenne exige également que les actionnaires approuvent le plan de restructuration et peut imposer à KEPCO de racheter les actions des actionnaires minoritaires mécontents.

4.3. Libéralisation de la fourniture de détail

Le Plan-cadre prévoit que certains grands consommateurs, encore à définir, pourront acheter directement de l'électricité aux producteurs à la fin de l'an 2000. Tous les consommateurs captifs seront desservis par leur distributeur monopoliste. Durant la phase 3, le nombre des consommateurs éligibles augmentera jusqu'à un niveau non précisé. Tous les consommateurs deviendront éligibles durant la phase 4, qui débute en 2009. A ce stade, les entreprises de fourniture d'électricité des distributeurs peuvent,

conformément au plan, se concurrencer dans le domaine de la vente de détail de l'électricité, soit entre elles, soit avec de nouveaux agents, courtiers ou négociants indépendants de vente d'électricité au détail, ou encore avec des coopératives de consommateurs.

4.4. Accès et entrée

Accès aux réseaux

Un système ART réglementé pour le transport sera mis en place suivant le Plan-cadre pour faciliter le négoce d'électricité entre producteurs et consommateurs éligibles à compter de 2001. Les conditions d'accès devraient être non discriminatoires. L'ouverture des réseaux de distribution ne devrait pas intervenir avant la phase 4.

Entrée

Les exigences juridiques à l'entrée sur le marché de la production seront assouplies afin que les entreprises qui désirent investir dans ce domaine et sont à même de répondre aux prescriptions techniques et écologiques auront la possibilité de le faire, à condition de pouvoir obtenir sur le plan local l'autorisation de construire leurs centrales. De par sa conception, le marché de l'énergie pourrait imposer des exigences techniques ou financières supplémentaires aux nouveaux entrants.

Même s'il n'y a encore eu aucun nouvel entrant, l'entrée sur le marché de la distribution d'électricité est autorisée depuis 1999 par les amendements votés au début de cette même année. Le gouvernement prévoit toutefois de conserver comme entreprise de transport en Corée uniquement KEPCO. L'entrée sur le marché de la fourniture au détail sera possible dans la phase 3 (c'est-à-dire en 2003). Les consommateurs éligibles auront la possibilité d'acheter directement aux producteurs, sur le marché ou auprès des négociants indépendants.

4.5. Institutions réglementaires

Le Plan-cadre prévoit de créer d'ici 2002 l'Observatoire de l'électricité. Ce nouvel organisme indépendant serait responsable de la réglementation des réseaux de transport et de distribution ainsi que de la surveillance des parties contestables du secteur de l'électricité.

Le Plan-cadre prévoit que le nouvel organisme soit constitué suivant un calendrier plus progressif que celui de la restructuration de KEPCO. Une Commission de l'électricité, instituée au sein du MOCIE immédiatement après le passage de la loi approuvant le plan de privatisation, exercera provisoirement les fonctions de régulateur. Cette commission disposera de 9 conseillers et d'un secrétariat d'environ 50 personnes. Elle sera chargée de réglementer les pratiques déloyales, de protéger les consommateurs et de résoudre les différends entre producteurs, distributeurs, consommateurs, etc. Elle déterminera par ailleurs les changements qu'il est nécessaire d'apporter aux lois et aux règlements pour la création du régulateur indépendant, autrement dit l'Observatoire de l'électricité. Celui-ci devra avoir été mis en place avant que ne soit établi le pool de producteurs avec système d'enchères (d'ici 2002).

Le gouvernement prévoit d'introduire des dispositions réglementaires nécessaires à l'instauration d'un régulateur indépendant en l'an 2000. Il devrait être chargé de réglementer les tarifs d'accès au réseau et de présenter des recommandations au MOCIE sur la réglementation des activités monopolistiques sur le réseau en matière de prix et d'accès, ainsi que de surveiller les parties contestables du secteur de

l'électricité, notamment le fonctionnement du marché. Conformément aux plans actuels, l'Observatoire devrait exercer ses activités de manière transparente, de manière à ce que les participants du marché de l'électricité et les consommateurs aient un droit de regard sur ses décisions. Il devrait également assurer un rôle de défense des consommateurs. Pour garantir l'indépendance et la transparence de son fonctionnement, un modèle similaire à celui de la FTC (voir encadré) a été envisagé pour l'Observatoire. Une question clé est de savoir si cette institution doit rendre compte par l'intermédiaire du MOCIE ou directement au Bureau du Premier ministre.

Encadré 1. Indépendance et transparence de la FTC

La loi sur l'organisation des monopoles et sur la loyauté dans le commerce définit plusieurs mesures pour garantir l'indépendance et la transparence de l'autorité chargée de la concurrence (FTC) :

- La FTC rend compte directement au Bureau du Premier ministre.
- Les conseillers de la FTC sont nommés par le Président pour des durées déterminées et peuvent être difficilement renvoyés.
- La FTC tient ses séances en public.
- La FTC est tenue de rendre publiques toutes ses décisions.

Les obligations du régulateur du secteur et celles de la FTC peuvent se chevaucher. Ce problème a été reconnu et la politique actuelle consiste à donner au régulateur le rôle principal dans la réglementation des pratiques anticoncurrentielles dans le secteur de l'électricité, avec la possibilité d'en référer à la FTC dans certains cas particuliers. Selon la loi sur la concurrence, les agences administratives (régulateur des télécommunications, par exemple) sont tenues de consulter au préalable la FTC lorsqu'elles souhaitent promulguer des lois ou des mesures constituant une restriction à la concurrence. Le régulateur du secteur serait par conséquent tenu de prendre au préalable avis pour des questions telles que les décisions tarifaires et les modalités des transactions, la limitation de l'entrée sur le marché ou des activités commerciales. Il devrait également en référer au préalable à la FTC avant d'accorder une autorisation ou de prendre toute mesure relative à des pratiques anticoncurrentielles d'entreprises ou de groupes d'entreprises.

L'approche réglementaire adoptée pour la détermination des tarifs n'a pas été révélée. Le régulateur devrait envisager une réglementation fondée sur des mesures d'incitation, telle que le plafonnement des prix. Cette approche réglementaire, de plus en plus répandue dans d'autres pays, est envisagée en Corée par le régulateur des télécommunications. Pour l'électricité, la réglementation de la distribution sera facilitée par la création de plusieurs entreprises, le régulateur pouvant alors comparer les performances de ces dernières et utiliser les résultats de la plus efficace comme référence.

4.6. Développement du marché et de la concurrence dans la production

Fonctionnement du marché

Une fois les filiales de production créées, le gouvernement prévoit de mettre en place un marché de l'énergie fondé sur les coûts afin de créer une certaine concurrence entre les producteurs. Un pool, qui n'était pas encore opérationnel en avril 2000, doit être indépendant de KEPCO ; il doit non seulement servir de gestionnaire du marché et du réseau, mais aussi gérer les relevés et l'arbitrage des différends. C'est un pool « obligatoire », autrement dit, les unités de plus de 20 MW doivent être appelées de manière centralisée. Les producteurs d'énergies renouvelables auront le statut d'installations « non interruptibles ».

Les prix sur le marché seront fondés sur les coûts, avec une rémunération pour la puissance établie d'après la valeur de la puissance d'une centrale de pointe représentative.

Encadré 2. **Marché chilien de l'énergie**

Le système interconnecté central (Sistema Interconectadoa Central) chilien s'appuie sur un exploitant du système appelant les centrales en fonction du coût de variables vérifiées (principalement le combustible) pondéré par les contraintes de transport. Les consommateurs éligibles sont libres de négocier le prix de l'énergie directement avec les producteurs. Le prix payé par les distributeurs pour l'électricité inclut le coût marginal de l'énergie, une rémunération pour la puissance établie d'après le coût d'une centrale de pointe représentative, les pertes liées au transport et le coût de la puissance de réserve. Le prix réglementé doit se situer dans une fourchette de 10 % autour des prix librement consentis par les consommateurs éligibles.

Le dernier projet en date du gouvernement consiste à introduire d'ici 2002 un pool fondé sur un mécanisme d'enchères. Actuellement en cours d'élaboration, il semble suivre dans sa structure le modèle de pool « obligatoire » institué à l'origine au Royaume-Uni et utilisé aujourd'hui en Australie. La gestion et la surveillance du pool devraient selon toute vraisemblance être confiées à un comité de gestion comprenant les participants au marché et le régulateur. Ce dernier aurait pour mission de garantir que le marché fonctionne suivant des règles de concurrence loyale.

Concurrence dans la production

Durant la phase 2, les filiales de production participeront à un système d'offres fondé sur les coûts déterminant les appels des centrales. Les producteurs indépendants auront la possibilité de rompre leurs contrats à long terme avec KEPCO, qui s'étendent sur 20 à 26 ans et de vendre leur électricité directement sur le marché. Toutefois, on pense que peu de producteurs devraient effectivement prendre cette possibilité à leur compte, car les prix pratiqués dans le cadre des contrats à long terme devraient être plus élevés que ceux du marché.

Durant la phase 3, les entreprises de production privatisées et les nouveaux entrants desserviront les consommateurs éligibles, les filiales de distribution de KEPCO, les sociétés indépendantes de négoce de l'électricité ou directement le marché fondé sur les offres. Selon toute vraisemblance, les actuels producteurs indépendants devraient poursuivre leurs activités dans le cadre des contrats de fourniture à long terme passés avec KEPCO.

4.7. Obligations de service public

Le gouvernement prend acte du fait que KEPCO remplit plusieurs fonctions non commerciales, comme la fourniture d'électricité aux agriculteurs et aux pêcheurs ainsi que la desserte des zones reculées à des prix inférieurs aux prix de revient. D'après les pouvoirs publics, ces tarifs subventionnés seront maintenus. La subvention de « service public » sera financée par d'autres consommateurs d'électricité, alors que les autres subventions seront financées par le gouvernement sur les recettes de l'impôt foncier général.

Le gouvernement reconnaît également le rôle assuré par KEPCO dans la subvention du GNL, du charbon national, des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire (dans ce dernier cas, par l'apport du soutien nécessaire pour la recherche et le développement) et indique que le soutien du secteur électrique sera nécessaire encore quelque temps avant que ces industries puissent fonctionner sans son aide. Le gouvernement a proposé de réviser la loi sur l'électricité pour créer une redevance de « service public » prélevée sur les consommateurs afin de soutenir le charbon national, les énergies renouvelables, les programmes de gestion de la demande et les coûts échoués résultant des contrats concernant le GNL et les centrales de cogénération.

5. CRITIQUE

La Corée prévoit de réformer de manière radicale son secteur de l'électricité. L'objectif essentiel de la réforme est d'améliorer l'efficacité économique du secteur en introduisant la concurrence. Cela devrait également améliorer la compétitivité de la Corée au plan international. Le but est aussi d'offrir un plus grand choix au consommateur et une meilleure qualité de service et de garantir un approvisionnement en électricité à long terme économique et stable. De nombreux points du plan, s'ils étaient menés à bien, permettraient à la Corée de se rapprocher grandement de ces objectifs.

La mise en place d'une structure industrielle compétitive avant d'engager la privatisation est le premier élément essentiel dans la réussite de cette réforme. Le deuxième élément essentiel est la désignation d'un régulateur, qui agisse en toute indépendance de l'industrie et des pressions politiques quotidiennes, mais qui soit doté de ressources techniques suffisantes, de procédures transparentes et qui soit responsable devant le public, l'industrie et les pouvoirs publics. Le troisième élément concerne la réglementation de base du secteur, sur le plan de l'environnement, de l'économie, de la sûreté et de la sécurité d'approvisionnement. La Corée dispose d'une loi sur la concurrence et d'une agence d'exécution fortes, mais il reste encore beaucoup à faire pour mettre en place une réglementation de l'électricité qui protège les consommateurs et les producteurs indépendants contre l'application de prix trop élevés et de conditions déloyales et qui prévoit des moyens d'inciter les monopoles à plus d'efficacité. Dans le même ordre d'idées, la réforme du secteur ouvre de nouvelles voies sur la manière d'utiliser la réglementation pour réaliser des objectifs environnementaux et garantir la sûreté. Le dernier élément essentiel consiste à faciliter la transition vers la concurrence, par exemple en subvenant aux besoins des employés de KEPCO licenciés, étant donné que les sociétés remplaçantes sont plus soucieuses des coûts, ou encore en précisant le rôle des contrats à long terme et en informant les consommateurs de leurs nouveaux droits et devoirs.

Peu de décisions ou de mesures définitives ont été prises à ce jour, aussi n'est-il pas opportun d'essayer de prévoir l'issue de la réforme. Certaines particularités techniques essentielles, telles que le calendrier de désignation des consommateurs éligibles, le degré de privatisation des filiales de production et de distribution et la structure du régulateur indépendant sont encore l'objet de débats au sein du gouvernement. Deux échéances majeures, la privatisation des centrales d'Anyang et de Buchon, et la privatisation de la première filiale de production de KEPCO, toutes deux prévues pour 1999, n'ont pas été tenues. Il est important que la réforme soit aussi concrète que possible, afin de réduire le plus possible la latitude laissée dans l'exécution du programme d'action, pour être en mesure de réaliser au mieux les objectifs énoncés par les responsables politiques.

5.1. *Réforme structurelle de KEPCO*

Le Plan-cadre reconnaît l'importance de la réforme structurelle du secteur électrique coréen pour établir les conditions d'une concurrence effective, éliminer toute discrimination et attirer les investisseurs privés dans le secteur électrique. Dans ce plan, il est proposé de séparer les actifs de production et de distribution de KEPCO et de les privatiser au moins en partie. Si les diverses entreprises de production et de distribution/fourniture étaient entièrement privatisées au profit de différents propriétaires, cela entraînerait une concurrence effective et KEPCO serait moins à même et aussi moins tentée de favoriser ses propres entreprises. Avec la réduction du risque de pratiques discriminatoires, le secteur deviendrait plus intéressant pour les investisseurs privés.

Trois aspects de la réforme structurelle méritent une attention toute particulière. En premier lieu, il faut veiller à ce que la réforme structurelle de KEPCO garantisse une concurrence effective. Deuxièmement, il faut que la séparation structurelle parvienne à prévenir réellement la discrimination dans l'utilisation du réseau de transport. La création d'un marché et d'un gestionnaire du réseau indépendants de KEPCO constituerait une mesure positive dans ce contexte. Le troisième aspect est la taille de l'entreprise nucléaire et les contraintes qu'elle fait porter sur la structure du marché.

La création d'une structure qui permette une concurrence effective est une partie importante de la réforme. Du côté de la production, cela signifie qu'il faut un nombre suffisant d'entreprises indépendantes concurrentielles. Dans le même temps, la taille de chaque filiale doit dépasser le seuil minimal d'efficience. Étant donné que les entreprises de production s'opposent à maintes reprises et apprennent ainsi à connaître en profondeur leurs stratégies respectives, le nombre d'entreprises indépendantes pour parvenir à une concurrence effective devrait en principe être supérieur à celui requis pour d'autres marchés où les confrontations sont moins fréquentes. C'est ce que l'on a pu constater avec le pool anglo-gallois. De plus, étant donné que l'électricité se caractérise par son emplacement physique ainsi que par sa « position » sur la courbe de charge, il serait judicieux dans la mesure du possible de répartir les actifs de production de telle sorte que la concurrence s'exerce sur tout le territoire, mais aussi en tout point de la courbe de charge. Le projet du gouvernement de créer cinq entreprises de production non nucléaire d'au moins 7 GW de puissance installée semble remplir ces conditions, mais il faudra peut-être envisager d'autres solutions structurelles en cas de pratiques collusoires des producteurs.

Le fait que les entreprises de production non nucléaire et les entreprises de distribution ne soient pas complètement séparées est préoccupant. Pour que les producteurs soient incités à se concurrencer, ils doivent appartenir à différentes sociétés. Cela voudrait dire en effet par exemple, que si KEPCO, par son entreprise de holding, continuait à détenir d'autres entreprises que celle de production nucléaire, ces entreprises n'entreraient pas en concurrence. Leur propriétaire commun, KEPCO, trouverait plus intéressant de coordonner leurs stratégies sur le marché. Les consommateurs seraient ainsi confrontés à un vendeur monopolistique. Cet argument vaut aussi pour les entreprises de distribution : si leurs capitaux et leurs dirigeants n'étaient pas indépendants, elles n'auraient aucune incitation à fournir de l'électricité au moindre coût.

Les actuels producteurs indépendants pourraient sur-le-champ se transformer en concurrents des entreprises de production succédant à KEPCO, mais ils en sont empêchés par les contrats à long terme de fourniture qui les lient à cette dernière. Des problèmes de transition similaires se sont posés dans d'autres pays. Certains d'entre eux ont conclu des accords pour qu'une partie de la valeur des contrats soit payée par tous les consommateurs d'électricité et que les contrats soient dénoncés.

Si la production, le transport et la distribution étaient concentrés dans les mains de KEPCO, celle-ci serait incitée à adopter une attitude discriminatoire envers ses concurrents, tels que les producteurs et les fournisseurs indépendants qui ne sont pas intégrés verticalement. L'institution définitive d'un marché et d'un gestionnaire du réseau indépendants, comme le prévoit le Plan-cadre, contribuerait à réduire pour KEPCO les possibilités de favoriser ses propres installations. La gestion de cette entité serait très importante et devrait se faire en association avec les participants au marché. Ceci pourrait être facilité si le marché de l'électricité soumis aux offres d'achat était conçu avec l'ensemble des principaux participants, notamment les grands et petits utilisateurs, ainsi que KEPCO et les entreprises lui succédant. Cette approche permettrait d'avoir un marché mieux structuré et des utilisateurs mieux informés. Cela se traduirait par une plus grande confiance et moins d'incertitude pour les investisseurs quant à l'équité dans le fonctionnement du marché.

Les actifs de production de KEPCO pourraient aussi présenter des avantages ayant un effet dissuasif sur la concurrence. L'une des inquiétudes réside dans le fait que ces actifs, destinés à entrer en concurrence, puissent bénéficier de subventions croisées par les activités de transport de KEPCO, qui seront quant à elles soumises à la réglementation par le taux de rendement. Ces subventions croisées auraient un effet dissuasif sur l'entrée dans le secteur et la concurrence. Pour que cela ne se produise pas, il est nécessaire que le régulateur exerce une surveillance précise sur la manière dont se déroulent les activités de transport de KEPCO.

Dans le cas des entreprises de production non nucléaire, le meilleur moyen d'éviter une concurrence atténuée, ainsi que la discrimination et des subventions croisées est d'exiger de KEPCO qu'elle vende toutes ses actions, dans toutes ses filiales, de sorte qu'un même actionnaire n'ait pas de forte participation dans plusieurs entreprises qui entreraient en concurrence. En cédant toutes les actions qu'elle détient dans chacune de ses entreprises de production-distribution, KEPCO n'aurait plus d'incitation à les favoriser. Le gouvernement devrait obliger KEPCO à céder les actions qui lui restent sur une période déterminée. Cet argument économique vaut aussi pour les activités de production d'énergie nucléaire, quoique à un degré moindre compte tenu de la nature « must-run » de cette technologie. Le gouvernement a néanmoins décidé que la production d'énergie nucléaire resterait sous le contrôle de l'État.

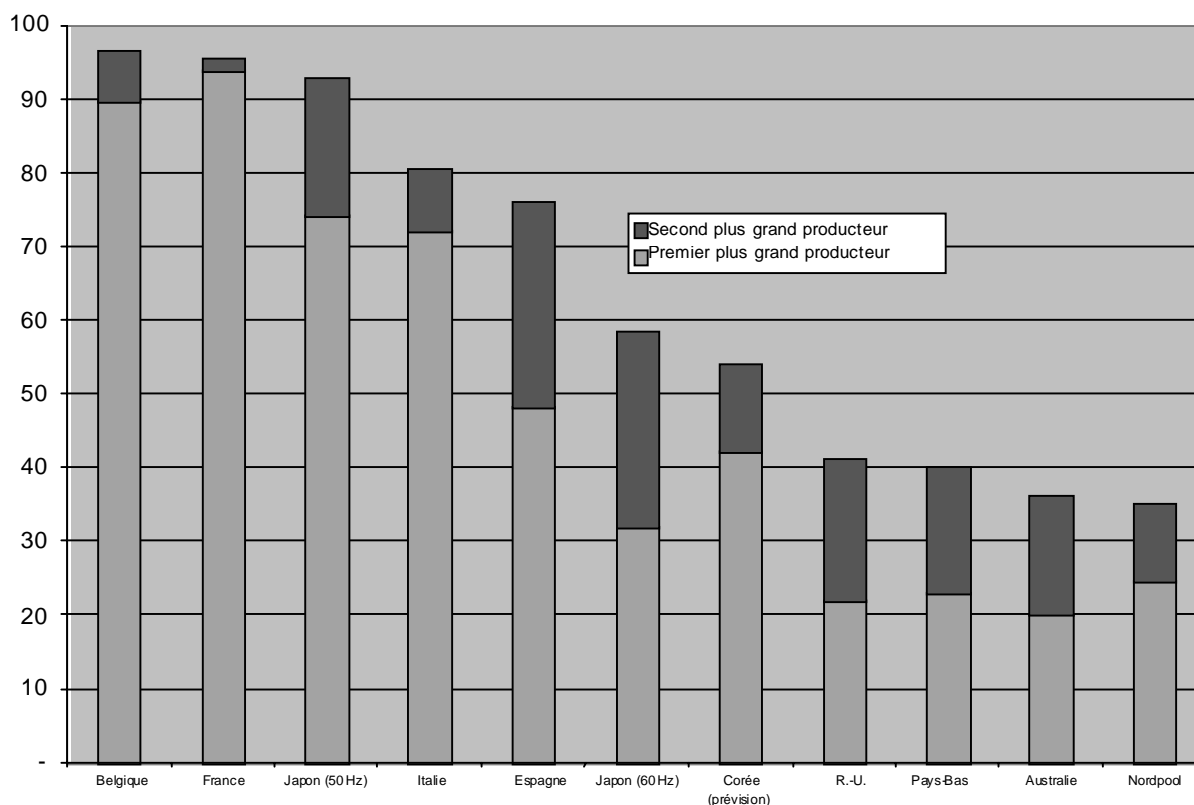
Lorsque l'on se penche sur la création d'entreprises de distribution/fourniture, il convient de prendre en compte essentiellement trois éléments : le seuil minimal d'efficacité, la concurrence future et l'assouplissement de la réglementation. Dans d'autres pays, tels que le Danemark, on trouve des entreprises de distribution/fourniture viables d'assez petite taille. En Corée, les entreprises créées à ce stade précoce de la réforme auraient une considérable avance de plusieurs années sur les autres concurrents pour imposer leurs marques et asseoir leur réputation auprès des consommateurs. Par conséquent, il importe de ne pas limiter leur nombre indûment. Il semble que le plus difficile pourrait bien être de créer suffisamment d'entreprises comparables pour que le mode de réglementation choisi opère correctement. Ainsi, si trop peu d'entreprises de distribution/fourniture étaient créées, la réglementation fondée sur la comparaison ne pourrait plus être utilisée. D'autre part, il n'est pas nécessaire pour obtenir des prix uniformes suivant les régions d'avoir de grandes entreprises de distribution/fourniture mais d'une politique officielle de subventions croisées.

Le flou des plans de privatisation reste préoccupant. La résistance politique qui leur est opposée et les retards qui en résultent pour l'adoption des lois nécessaires ainsi que pour la privatisation de la première entreprise de production, mais aussi les divergences d'opinion entre le gouvernement et les soumissionnaires les plus offrants quant à la valeur des centrales de cogénération d'Anyang et de Buchon, laissent présager des difficultés dans leur mise en œuvre.

La neutralité concurrentielle est également un sujet de préoccupation. Lorsque des entreprises privées et publiques concurrentes ne sont pas traitées de manière égale, eu égard à leur régime de propriété, il en résulte des coûts différents ; il n'y a alors plus de neutralité concurrentielle et le coût global pour l'économie est plus élevé. La neutralité concurrentielle peut être sapée au moins de trois manières. Premièrement, par le fait que KEPCO assure à l'État un rendement de l'investissement inférieur à la moyenne sur le marché et que cela diminue le coût de son capital par rapport à celui des entreprises privées. KEPCO, en tant qu'entreprise publique, peut poursuivre l'exploitation des actifs de production à un taux de profit inférieur à celui de ses concurrents privés. Cela inquiétera certainement les producteurs privés qui souhaitent concurrencer la filiale de production nucléaire pour la puissance en base. Toutefois, si la privatisation de toutes les entreprises de production non nucléaire devait ne pas se poursuivre, les concurrents auraient également un problème pour satisfaire la demande en semi-base et en pointe. Deuxièmement, les rôles de régulateur et de propriétaire sont antagonistes. Dans le rôle de régulateur, le gouvernement cherche à atteindre son objectif réglementaire, en l'occurrence l'efficacité économique par la concurrence sur le marché. Dans le rôle de propriétaire, il poursuit un autre rôle, à savoir optimiser ses bénéfices sur ses actifs, ce qui peut se produire aux dépens des concurrents privés. Troisièmement, et ceci est à l'avantage des entreprises privées, les entreprises publiques peuvent être exposées à de plus fortes pressions en faveur d'actions non commerciales destinées à soutenir d'autres politiques du gouvernement. Il importe donc à l'avenir d'examiner toutes les causes potentielles de traitement inégal entre les entreprises publiques et privées en concurrence de façon à garantir la neutralité concurrentielle.

Les relations entre KEPCO et son entreprise de production nucléaire devront faire l'objet d'une attention particulière. La décision du gouvernement, conformément au Plan-cadre, de créer une entreprise nucléaire produisant à elle seule 42 % de l'électricité en Corée pourrait s'avérer avantageuse sur le plan opérationnel, mais cela signifie que le marché restera plus concentré que dans d'autres pays de l'OCDE (graphique 15). Produisant de l'énergie essentiellement en base, il y a moins de risque que l'entreprise nucléaire soit à même de manipuler les prix sur le marché durant les heures de pointe malgré la part importante qu'elle détient sur ce dernier, à condition toutefois qu'elle se limite à la production nucléaire et que sa part de marché n'augmente pas beaucoup plus. Cependant, durant les heures de pointe, lorsque le producteur nucléaire fournira la majorité de l'énergie générée, il pourrait alors se trouver en position de fixer les prix. L'une des solutions possibles consiste à ce que le producteur nucléaire et les distributeurs concluent un accord prévoyant que ces derniers couvrent une partie de la production de l'entreprise nucléaire afin que celle-ci soit moins tentée d'influencer les prix. Un tel accord devrait en outre être conçu de façon à inciter la filiale nucléaire de KEPCO à améliorer son efficacité.

Graphique 15. Part de marché des deux plus grands producteurs dans certains pays de l'OCDE



Notes : Données de 1998. Le marché du Royaume-Uni comprend uniquement l'Angleterre et le pays de Galles. Les marchés japonais sont divisés suivant la fréquence de distribution de l'énergie. L'Australie englobe les États de Victoria, de Nouvelle Galles du Sud, du Territoire fédéral de la capitale et d'Australie-Méridionale.

Source : AIE et rapports annuels d'entreprise.

On peut aussi s'inquiéter de ce que la présence d'un grand producteur en base unique pèse sur la structure du marché de l'électricité. En supposant que l'énergie nucléaire fournisse une grande partie de l'électricité en base au moins pendant les années qui viennent, les entreprises non nucléaires seront en concurrence essentiellement pour les ventes en semi-base et en pointe. Par suite, aucun producteur ne disposera du portefeuille d'actifs requis pour concourir efficacement en tout point de la courbe de charge. Cela influencera obligatoirement le type de marché susceptible de convenir à la Corée.

Avec le temps, cette contrainte pourrait perdre de sa virulence, les producteurs privatisés et les nouveaux entrants élaborant leur propre puissance en base. Cela devrait toutefois dépendre de la compétitivité des coûts de l'énergie nucléaire et d'autres politiques gouvernementales la concernant.

Dans l'ensemble, il faut féliciter la Corée d'avoir pris la difficile décision de doter son secteur électrique d'une structure promouvant la concurrence. Les détails doivent encore être précisés et il convient désormais de prendre des mesures définitives. Il sera important pour le succès des réformes que le gouvernement coréen procède rapidement à ces nécessaires changements structurels.

5.2. *Gestion de KEPCO et des entreprises lui succédant*

Le gouvernement s'est servi du contrôle qu'il exerce sur KEPCO comme d'un instrument pour atteindre ses objectifs politiques dans des domaines aussi divers que la création d'emplois, l'aide à la diversification des combustibles, les relations avec la Corée du Nord et le maintien de prix bas pour certains groupes de consommateurs.

Si le Plan-cadre admet la nécessité de supprimer certaines parties de la mission politique de KEPCO, la manière dont la gestion de cette dernière devrait s'en trouver changée n'a pas beaucoup été évoquée. Cette question est étudiée par l'équipe gouvernementale de recherche sur la privatisation. Le contrôle exercé par l'État sur KEPCO est étendu et doit être réformé de manière à prendre en compte la mission commerciale de l'entreprise et les missions commerciales de toute entreprise succédant à KEPCO et demeurant sa propriété.

Une réforme fondamentale consisterait à donner aux actionnaires minoritaires de KEPCO un plus grand rôle dans la surveillance de l'entreprise. Actuellement, bien que les actionnaires non gouvernementaux détiennent 43 % du capital, ils n'ont pratiquement pas voix au chapitre dans le fonctionnement de l'entreprise et ne sont pas représentés au conseil d'administration. La gestion de KEPCO doit être modifiée de manière à ce que la relation avec l'État soit plus équilibrée. En particulier, l'application des nouveaux principes de gestion des entreprises privées, de sorte à ce que les actionnaires minoritaires aient une influence significative sur la gestion de l'entreprise et nomment certains membres du conseil d'administration et directeurs extérieurs, devrait permettre d'améliorer les performances de KEPCO.

Une deuxième réforme fondamentale consiste à faire en sorte que le conseil d'administration de KEPCO prenne des décisions commerciales de grande portée sans l'intervention directe du gouvernement. Ainsi, le conseil devrait être libre de décider de la stratégie d'investissement appropriée et à même de gérer la taille des effectifs sans intervention des pouvoirs publics, et il ne devrait pas être tenu de soutenir les initiatives de l'État à cet égard plus qu'une entreprise privée.

Enfin, KEPCO doit être gérée de sorte à ce que ses filiales de production et de transport soient exploitées de manière aussi indépendante que possible afin de réduire les possibilités pour cette société de favoriser ses propres actifs de production. Les deux filiales devraient être dotées de conseils d'administration séparés, dont aucun des membres ne siègerait dans les deux à la fois et comporter un nombre respectable d'administrateurs indépendants.

5.3. *Institutions réglementaires*

Alors que la Corée est dotée d'une loi sur la concurrence et d'une autorité de contrôle fortes, il reste encore beaucoup à faire pour élaborer une réglementation de l'électricité qui protège les consommateurs et les producteurs indépendants de prix trop élevés et de conditions déloyales et pour

trouver des moyens d'inciter les monopoles à plus d'efficacité. Le gouvernement prévoit de désigner l'Observatoire de l'électricité comme le régulateur du secteur ; il sera chargé de réglementer les tarifs de transport et de distribution et les conditions d'accès au réseau et disposera d'une indépendance calquée sur celle de la FTC. Cette nouvelle institution est une prise de conscience encourageante sur le fait qu'il est nécessaire, pour faire passer le secteur de l'électricité d'une organisation monopolistique à un marché concurrentiel, de disposer d'une structure réglementaire plus élaborée.

Pour faire passer une industrie de réseau, comme l'industrie électrique, d'une organisation monopolistique au marché concurrentiel, on a besoin d'une structure réglementaire élaborée. Le marché exige notamment des institutions réglementaires dont les décisions soient à la fois neutres du point de vue de la concurrence, transparentes et à l'abri des pressions politiques quotidiennes. Dans ce nouvel environnement, le régulateur a davantage de responsabilités, celle notamment d'assurer l'égalité d'accès aux services de réseau et une tarification de ces services qui soit rationnelle du point de vue économique. L'Autorité de la concurrence et le régulateur doivent en effet empêcher tout comportement anticoncurrentiel.

Des régulateurs indépendants exercent ces fonctions dans de nombreux autres pays de l'OCDE, notamment l'Australie, la Finlande, l'Italie, le Royaume-Uni et les États-Unis. Ailleurs, en Allemagne et en Nouvelle-Zélande, par exemple, l'Autorité de la concurrence est chargée de la réglementation du secteur électrique. Avec des variantes suivant les pays, les régulateurs indépendants se caractérisent essentiellement par les éléments suivants : leur indépendance vis-à-vis des entreprises réglementées, le fait qu'ils soient libérés du contrôle politique, une certaine autonomie organisationnelle et des obligations précises en matière de transparence (autorisation des publications, par exemple) et de responsabilité (décisions susceptibles d'appel, étude minutieuse des dépenses).

Pour que les décisions du régulateur soient équitables et raisonnablement prévisibles, il faut qu'il dispose d'une compétence analytique et ne soit pas tributaire de l'expérience des installations réglementées. Le régulateur doit par ailleurs fonctionner de manière indépendante de l'élaboration des politiques de promotion de l'industrie électrique, afin d'entretenir un régime réglementaire neutre du point de vue de la concurrence. Pour être jugé équitable, il doit avoir des obligations bien définies en matière de transparence, notamment par rapport à ses processus de prise de décisions et aux informations à partir desquelles ces décisions sont prises. En outre, les objectifs du régulateur doivent être clairement définis, de manière plus spécifique par exemple que par « l'intérêt public » et les progrès effectués pour atteindre ces objectifs doivent être surveillés. Enfin, les droits du régulateur devraient être clairement énoncés. Par une transparence sur plusieurs plans – objectifs, prérogatives, processus de prise de décisions et publication d'informations – le grand public dispose de critères de performance précis pour évaluer dans quelle mesure le régulateur remplit son rôle.

L'indépendance réglementaire contribuera à renforcer la confiance des participants au marché et des potentiels investisseurs dans le secteur coréen de l'électricité et à les assurer que les décisions dans ce domaine seront équitables, non discriminatoires, raisonnablement prévisibles et non soumises aux pressions politiques quotidiennes. À terme, les décisions prises de cette manière peuvent contribuer à asseoir la crédibilité et la légitimité du régime réglementaire, à encourager l'investissement et à favoriser l'avancement des réformes.

En Corée, l'une des préoccupations en matière de réglementation spécifique est que le rôle dévolu au ministre du secteur correspondant soit trop important. C'est le cas pour le secteur des télécommunications, car le ministère de l'Information et des Communications (qui est également le ministère actionnaire de Korea Telecom) et la Commission des communications de Corée sont tous deux responsables du secteur. Compte tenu des responsabilités du MOCIE sur le plan de la politique et de la promotion industrielle dans le secteur de l'électricité, et de son rôle de « propriétaire » en votant pour

décider des actions détenues par l'État dans KEPCO, il est important que le MOCIE ne joue pas de rôle direct sur le plan réglementaire. Suivant le plan actuel, l'Observatoire doit réglementer uniquement les tarifs de transport et de distribution, soit environ un quart du coût total. La réglementation appliquée pour les consommateurs captifs, soit les trois autres quarts du coût total, n'a pas été précisée. La création d'un régulateur indépendant (Observatoire de l'électricité) disposant de larges prérogatives, en transférant à ce dernier le pouvoir de réglementation des tarifs appliqués aux consommateurs captifs, améliorerait l'efficacité de la réglementation et contribuerait à mettre un terme à l'opposition entre les fonctions de promotion du secteur économique et les fonctions de réglementation. En retour, ceci contribuera également à mettre fin aux incohérences des règlements dues à une tactique inconsidérée en matière de réglementation. Dans ce contexte, il est important de définir avec précision les fonctions que conserve le MOCIE en matière politique et les fonctions de réglementation des nouvelles instances chargées de définir de nouveaux règlements.

La FTC ou l'Observatoire ou bien encore ces deux institutions devront empêcher les pratiques anticoncurrentielles. L'Observatoire devra veiller à ce que son approche des problèmes de concurrence s'accorde avec celle de la FTC. Suivant la loi sur l'organisation des monopoles et sur la loyauté dans le commerce, le régulateur du secteur devra prendre avis auprès de la FTC sur les problèmes de concurrence dans le secteur de l'électricité.

5.4. Réglementation économique

Établir une réglementation économique qui incite les compagnies d'électricité à découvrir des mécanismes plus efficaces constitue l'un des objectifs premiers de la réforme quel que soit le pays considéré. Cette remarque s'applique en particulier à la Corée qui n'a jamais eu de réglementation indépendante dans ce secteur. Un autre aspect s'avère également important compte tenu de la privatisation d'au moins une partie des actifs de production et de distribution non nucléaire : la réglementation économique, les règles du marché et le régulateur doivent être établis et jugés stables par les investisseurs. Dans le cas contraire, l'incertitude pourrait réduire le prix obtenu par le gouvernement pour ces actifs.

Entrée et sortie

L'entrée de nouvelles entreprises sur le marché sera déterminante pour l'évolution du secteur de l'électricité. De nouveaux producteurs permettraient de freiner les pratiques anticoncurrentielles des entreprises succédant à KEPCO. Au Royaume-Uni par exemple, on pense que la crainte de voir les centrales au gaz entrer sur le marché a limité les prix sur ce dernier. Compte tenu de l'importance des nouveaux entrants pour la concurrence, il est important à l'avenir que le régime d'autorisation et de permis pour les nouveaux producteurs soit clair et n'impose ni coûts excessifs ni retards, tout en satisfaisant les objectifs de la politique gouvernementale. De la même manière, l'entrée sur le marché des négociants indépendants et des revendeurs de détail devrait être assortie d'un régime d'autorisation et de permis qui ne soit pas inutilement restrictif.

Accès au transport et tarification

Pour l'accès au réseau de transport, il est prévu d'opter pour la tarification selon le système du timbre poste, qui se caractérise par le fait que tous les clients paient le même tarif indépendamment de la variabilité des coûts en fonction de la situation géographique. Certains pays ont adopté ce système au cours d'une période de transition. Dans le cas de la Corée, le système du timbre poste signifierait qu'une entreprise décidant de l'emplacement d'une nouvelle usine ne prendra pas en compte le coût plus élevé pour le système électrique qu'il y a d'implanter cette usine dans la région de Séoul plutôt qu'à proximité

des grandes installations de production. Cette perte d'efficacité peut être réduite dans une large mesure en appliquant pour l'utilisation du réseau de transport des prix différents en fonction du site afin de refléter les différences de coûts. En Corée, cela se traduirait vraisemblablement par des tarifs de transport moindres pour les producteurs s'implantant dans la région de Séoul. Cela constituerait alors une incitation à accroître la puissance installée dans cette région, réduisant ainsi les nouveaux besoins de transport.

A long terme toutefois, période sur lesquelles les décisions d'investissement (des producteurs, des entreprises de transport et des utilisateurs) sont appliquées, il deviendra toujours plus important de prendre en compte la congestion dans le régime de tarification en répercutant les coûts d'exploitation différents dans les régions engorgées et non engorgées. Ce type de tarification devrait à terme influencer les consommateurs dans le choix de leur site d'implantation et encourager les clients des zones engorgées à gérer leur consommation électrique de sorte à réduire les coûts liés à la congestion. Les marchés de l'électricité en Californie et l'interconnexion PJM dans les États du centre du littoral de l'Atlantique aux États-Unis présentent deux approches différentes pour tarifier la congestion. La Californie applique un régime de tarification par zone suivant lequel, en période de congestion, un prix différent est fixé dans les différentes zones, ces dernières étant délimitées par des points de congestion. Au fil du temps, de nouvelles zones sont créées à partir des zones existantes lorsque la congestion intra-zonale se produit suivant une fréquence suffisante. Dans les États du centre du littoral de l'Atlantique des États-Unis, l'interconnexion PJM applique une tarification nodale, combinée à des droits de transport négociables. Dans ce cas, les prix de l'électricité, communiqués en chacun des quelques 2 000 nœuds, sont équivalents au coût marginal du réseau et les différences de prix reflètent la congestion, dans des conditions de concurrence effective. Dans ces deux exemples, le prix doit être incrémenté d'une composante fixe afin de fournir des recettes suffisantes pour couvrir le coût total du réseau de transport, ce qui est une caractéristique indispensable d'une tarification viable à long terme.

Réglementation de la distribution

La réglementation économique de l'activité de distribution comportera deux aspects clés : réglementation du réseau de distribution et réglementation de l'activité de vente au détail aux clients captifs des distributeurs. L'intention des pouvoirs publics d'abandonner la réglementation du réseau suivant le coût du service pour un système incitatif, tel que le plafonnement des prix, est justifiée. Alors que la Corée est dotée d'une loi sur la concurrence et d'une autorité de contrôle fortes, il reste encore beaucoup à faire pour élaborer une réglementation de l'électricité qui protège les consommateurs et les producteurs indépendants de prix trop élevés et de conditions déloyales et pour trouver des moyens d'inciter les monopoles de distribution-fourniture à plus d'efficacité. Des opportunités pourraient par ailleurs se présenter d'évaluer les performances des entreprises de distribution-fourniture les unes par rapport aux autres ou par rapport à des distributeurs comparables d'autres pays. Certains ont utilisé une réglementation incitative pour encourager les distributeurs à réduire leurs coûts (voir encadré).

Encadré 3. Réglementation incitative

Une réglementation suivant laquelle les recettes sont égales aux coûts n'incite pas une entreprise à réduire ses coûts ou à chercher de nouveaux clients rentables. En effet, une entreprise qui aurait réduit ses coûts ne pourrait conserver les bénéfices résultants et devrait au contraire répercuter ces réductions sur les consommateurs par une réduction de ses recettes. Une entreprise qui aurait trouvé un nouveau bon client ne pourrait conserver les bénéfices additionnels résultants, mais devrait réduire les recettes réalisées grâce à ses anciens clients. De manière similaire, la perte d'un bon client n'entraînerait pas de perte de bénéfice, mais plutôt une augmentation des recettes sur les autres clients.

Certains pays utilisent une réglementation « incitative », qui donne aux entreprises à la recherche du profit des incitations à réduire leurs coûts. Ainsi, les plafonnements des prix fixent les prix maximum qu'une entreprise peut pratiquer pour un ou plusieurs produits. (Elle est souvent désignée comme la réglementation « IPC moins x », d'après la formule britannique.) L'entreprise supporte le risque lié à la recherche du profit, faisant plus de bénéfices si elle réduit ses coûts ou si elle augmente ses recettes et perdant de l'argent si elle n'y parvient pas. Elle dispose par conséquent d'incitations à chercher des moyens novateurs de réduire les coûts et d'augmenter la valeur de ses produits pour les clients.

Une autre forme de réglementation incitative des entreprises à but lucratif est la concurrence comparative ou « analyse comparative ». Selon cette forme de réglementation, le prix applicable par une entreprise est fonction des coûts encourus par les autres entreprises, mais aussi de ses propres coûts. Plus les entreprises sont homogènes, plus le prix dépend des coûts des autres entreprises. Dans ce cas également, l'entreprise supporte en grande partie le risque lié à la recherche du profit, réalisant plus de bénéfices si elle peut réduire ses coûts plus que les entreprises utilisées pour la comparaison.

La réglementation incitative n'améliore bien évidemment pas forcément l'efficacité économique des entreprises si celles-ci ne sont pas à la recherche du profit.

Pour la grande majorité des clients, la réglementation a un rôle plus important à jouer, notamment de faire en sorte que le distributeur achète de l'électricité d'un bon rapport qualité-prix pour ses clients. Si les pouvoirs publics parviennent à instaurer un marché de la production concurrentiel, les prix du marché pratiqués pour l'électricité produite seront de bons indicateurs pour comparer les coûts de l'électricité achetée par les entreprises.

Lorsque ces entreprises de vente au détail commenceront à se disputer la faveur des consommateurs éligibles, le régulateur sera confronté à d'importantes questions, à savoir comment éviter toute discrimination de l'activité de fourniture-distribution au profit de l'activité de production affiliée ou le subventionnement croisé d'une entreprise de fourniture-distribution affiliée réglementée. Même si l'expérience en matière de réglementation dans ce domaine est limitée pour le secteur de l'électricité, elle permet de penser que le fait d'exploiter la distribution et la fourniture comme deux activités complètement séparées devrait renforcer la confiance quant à l'équité du fonctionnement du marché et que cet avantage l'emporte sur l'augmentation des coûts administratifs résultant de la séparation.

5.5. *Tarifification reflétant les coûts*

Le gouvernement a reconnu que les prix de l'électricité ne reflétaient pas les coûts de multiples manières. Pour tous les consommateurs, les dividendes relativement faibles perçus par le gouvernement signifient que les prix ont été artificiellement bas. Deuxièmement, les distorsions de prix dans l'électricité favorisent les clients de l'agriculture et de l'industrie aux dépens des clients professionnels et résidentiels. Le gouvernement a déjà relevé les tarifs des utilisateurs industriels pour tenter de remédier à cette distorsion, pourtant les consommateurs professionnels semblent encore s'acquitter d'un plus lourd tribut que les autres (les tarifs des utilisateurs industriels ont été relevés de 8 % lors de l'augmentation de novembre 1999 alors que les tarifs des utilisateurs commerciaux l'ont été de 6 %). Le gouvernement a également annoncé son intention de tarifier aux consommateurs le transport suivant le système du timbre poste, même s'il existe une différence nette entre la desserte de la région de Séoul et celle d'autres régions du pays. Enfin, le recours plus fréquent à la tarification en fonction de la durée d'utilisation permettrait de s'affranchir quelque peu d'une production de pointe coûteuse.

Dans sa politique en matière de dividendes, KEPCO devrait traiter à égalité actionnaires publics et privés. En fait, la privatisation d'une grande partie de KEPCO pendant les années qui viennent devrait réduire la distorsion existante.

S'agissant des distorsions de prix en faveur des consommateurs du secteur agricole, le gouvernement a déjà indiqué qu'il réformerait les subventions accordées pour l'utilisation de l'électricité dans ce secteur par un fonds séparé. La solution la plus directe consiste à cesser d'imposer le versement de ces subventions aux consommateurs d'électricité. L'augmentation des recettes résultant des dividendes versés par KEPCO devrait permettre au gouvernement de faire face à sa nouvelle responsabilité financière. Le gouvernement envisage cependant de collecter aussi des sommes pour ce fonds auprès des consommateurs d'électricité. Si cette approche était privilégiée, ces sommes devraient être prélevées de manière transparente et équitable, par exemple par une majoration séparée de la redevance de transport.

Nombre de consommateurs industriels devraient par ailleurs pouvoir bénéficier dans un avenir relativement proche des prix du marché. Dès lors qu'un client industriel est éligible et que la concurrence entre producteurs est effective, il n'est en effet plus nécessaire de lui proposer un tarif réglementé.

Tarifification en fonction de la durée d'utilisation

Enfin, le recours à la tarification en fonction de la durée d'utilisation est actuellement très limité. Toutefois, on peut s'attendre à une croissance notable de la demande professionnelle et résidentielle qui entraînerait des pointes beaucoup plus fortes de la demande durant la journée. Le fait de mettre alors en œuvre ce mode de tarification pour tous les consommateurs enverrait les bons signaux tarifaires à ces derniers et favoriserait une demande d'électricité plus efficiente du point de vue économique.

5.6. Libéralisation du marché de la consommation électrique

La libéralisation du marché de l'électricité devrait accroître l'efficacité économique, ses acteurs étant alors contraints d'offrir des services à des prix compétitifs pour satisfaire les besoins individuels des consommateurs. Le Plan-cadre indique seulement les grandes lignes du calendrier de libéralisation du marché de la consommation électrique et donne à penser que la plupart des consommateurs ne pourront pas choisir leur fournisseur avant 2009.

Le plan n'est pas suffisant dans l'état actuel. En effet, les consommateurs et investisseurs potentiels du secteur de l'électricité en Corée tireraient bénéfice du respect scrupuleux des délais fixés par un calendrier sûr. De plus, il est en fait possible de libéraliser le secteur plus vite pour empêcher la perte d'avantages considérables pour les consommateurs. Quoique l'expérience dont bénéficient d'autres pays de l'OCDE dans le domaine de la concurrence appliquée à la vente au détail soit encore relativement limitée, cette pratique se généralise rapidement. En 1999, la vente au détail d'électricité était entièrement libéralisée dans plusieurs pays, dont l'Allemagne, la Norvège, la Suède, la Finlande, l'Angleterre et le Pays de Galles dans le Royaume-Uni, et plusieurs États des États-Unis. Pendant les années qui viennent, elle devrait intervenir dans plusieurs États d'Australie, en Nouvelle-Zélande, au Danemark, en Espagne, ainsi que dans certaines provinces du Canada et en Suisse.

Le temps que la Corée ait achevé la restructuration de son service public de l'électricité (d'ici le début de la phase 3), elle aura eu la possibilité de s'inspirer de l'expérience de la libéralisation de la vente au détail dans d'autres pays. Le gouvernement devrait se donner dès que possible les moyens de bénéficier de ces informations et étudier soigneusement cette expérience ainsi que celle réalisée auprès des gros clients en Corée. L'étude pourrait être accélérée si un calendrier sûr était adopté pour la libéralisation complète de la vente au détail et si la phase 4, autrement dit la libéralisation complète de la vente au détail, était nettement avancée.

5.7. *Sécurité d'approvisionnement*

Le Plan-cadre reconnaît que la sécurité d'approvisionnement et l'énergie nucléaire demeurent importantes pour le parc de centrales dans son ensemble. Les pouvoirs publics entendent conserver leur rôle de coordination dans le développement d'une nouvelle capacité de production en Corée, même si la manière dont ils envisagent de le faire n'est pas clairement exprimée.

Le maintien du rôle de coordination traduit une inquiétude à propos de la sécurité d'approvisionnement à long terme. Le marché de l'électricité pourra-t-il produire une capacité suffisante pour répondre aux besoins d'une économie coréenne en expansion ? Le cas échéant, quel rôle le gouvernement devrait-il jouer pour garantir la sécurité d'approvisionnement ?

Les mécanismes du marché de l'électricité devraient contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à court terme. A chaque fois que les fournitures disponibles couvriront tout juste la demande, les prix s'adapteront en augmentant. Cette augmentation sera limitée grâce à certains clients prêts à réduire leur demande d'électricité, d'une manière assez semblable aux consommateurs liés par un contrat interruptible. A d'autres moments, lorsque les fournitures disponibles dépasseront de loin la demande, on peut s'attendre à ce que les prix suivent de très près les coûts marginaux à court terme.

A plus long terme, à l'inverse de ce qui se produit dans d'autres industries voraces en capitaux avec des prix fluctuants, il pourrait s'avérer difficile de promouvoir des niveaux d'investissement suffisants dans la production d'électricité si les prix se comportaient de cette manière. L'environnement plus incertain devrait par ailleurs favoriser les centrales utilisant une moins forte densité de capitaux, notamment les centrales de production d'énergie au gaz naturel, aux dépens des projets plus voraces en capitaux, tels que l'énergie nucléaire.

En Corée, on peut pour diverses raisons être moins inquiet de ne pas attirer suffisamment d'investissements. Premièrement, le gouvernement prend actuellement diverses mesures pour rendre les investissements dans le secteur de l'énergie plus attractifs par le biais de la réforme. Deuxièmement, le gouvernement a pris maintes mesures pour que la Corée s'ouvre plus à l'investissement étranger dans tous les secteurs, notamment celui de l'énergie. Troisièmement, et cette raison est tout aussi importante que la précédente, la forte croissance de la demande d'électricité escomptée en Corée rend ce secteur d'autant plus attractif pour les investisseurs.

D'autres éléments pourraient encore être inclus dans la réforme visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement. L'un d'entre eux consisterait à faire supporter la sécurité d'approvisionnement aux consommateurs et aux fournisseurs. On peut supposer que les consommateurs devenus éligibles sont prêts à régler un prix plus élevé pour disposer d'un approvisionnement garanti par contrat avec leur fournisseur. Dans ce type de contrat, le fournisseur serait responsable en cas de défaut de livraison. Les clients haut de gamme prêts à s'acquitter d'une majoration pour la sécurité d'approvisionnement contribueront à financer les investissements nécessaires. Le développement d'instruments financiers, tels que les contrats d'électricité à terme, aideront les investisseurs à se prémunir contre les risques du marché.

Compte tenu des possibles répercussions sur l'ensemble du système d'un défaut de livraison de la part d'un producteur, le gestionnaire du réseau et le gestionnaire du marché doivent agir de manière complémentaire. Le gestionnaire du réseau sera chargé de limiter les répercussions d'un défaut de livraison. Suivant les règles du marché de l'électricité, un fournisseur défaillant peut être tenu pour responsable de l'augmentation des coûts de réseau suite à l'incapacité à fournir l'énergie prévue au contrat.

La sécurité d'approvisionnement en Corée est également affectée par l'absence d'interconnexions avec d'autres pays. A cet égard, la création de lignes de transport avec le Japon serait bénéfique. Compte tenu du coût relativement faible de la production d'électricité en Corée par rapport à celui du Japon, une opportunité de taille pour l'exportation pourrait même se présenter.

Le gouvernement aura essentiellement pour tâche d'observer attentivement l'évolution du marché et d'évaluer si ses participants augmentent avec pertinence leur capacité de production. Si des problèmes venaient à survenir, il pourrait être amené à envisager d'autres mesures pour encourager ces mêmes participants au marché à investir dans la production. Le gouvernement, en tant que propriétaire des actifs de production nucléaire et de transport de KEPCO, reste bien évidemment dans un avenir prévisible un participant au marché.

5.8. *Énergie nucléaire*

La décision de créer une filiale séparée de KEPCO pour l'énergie nucléaire souligne l'importance que le gouvernement coréen accorde à cette forme d'énergie. Elle est hautement prisée pour des raisons de sécurité énergétique (elle ne nécessite pas de combustibles fossiles importés) et pour son rôle comme frein à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité. Selon le gouvernement coréen, l'énergie nucléaire est la solution au moindre coût pour les nouvelles centrales. C'est pourquoi KEPCO continue de travailler à son projet de construire dix nouvelles centrales nucléaires dans les dix années à venir.

Le rôle de l'énergie nucléaire pourrait être renforcé si les coûts associés aux émissions de dioxyde de carbone étaient répercutés sur les prix de l'électricité. Cela augmenterait le coût des combustibles fossiles et par voie de conséquence, la compétitivité de l'option nucléaire. Le gouvernement examine actuellement la faisabilité de taxes sur les combustibles fossiles ou d'autres instruments économiques en vue de réduire les émissions de dioxyde de carbone. Il convient toutefois de noter que l'actuelle taxation des combustibles fossiles produit un effet opposé à celui d'une telle taxe ; les taxes appliquées au gaz naturel, responsable de faibles émissions, sont beaucoup plus fortes que pour le charbon, responsable des émissions les plus élevées. Le coût relativement élevé du GNL signifie qu'il ne devrait pas concourir avec le charbon ou le nucléaire pour la production d'électricité en base, même si les taxes étaient modifiées. Ainsi, une taxe substantielle sur les combustibles fossiles pourrait contribuer à ce que l'énergie nucléaire conserve son rôle de production en base.

La création d'une entreprise nucléaire séparée signifie également que les obligations à long terme associées à l'énergie nucléaire, telles que le déclassement des centrales et le traitement des déchets, ne sont plus de la responsabilité d'une compagnie intégrée. On est donc loin d'être certain de disposer à l'avenir de recettes appropriées pour couvrir ces dépenses. Le gouvernement devrait mettre cette opportunité à profit pour examiner si les fonds mis en réserve sont suffisants pour ces obligations futures et envisager de créer un fonds distinct pour garantir la couverture de ces coûts.

5.9. *Énergies renouvelables et réglementation environnementale*

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables nécessitera encore le soutien du gouvernement pour être viable sur le marché. Il n'est pas fait mention du rôle des énergies renouvelables dans le Plan-cadre, bien que le gouvernement maintienne encore son objectif de produire 2 % d'énergie primaire à partir de sources de ce type d'ici 2006.

Pour que le gouvernement atteigne ses objectifs en matière d'énergies renouvelables, une intervention sur le marché de l'électricité s'impose. Le gouvernement a indiqué que tous les consommateurs fourniraient un soutien financier aux énergies renouvelables par le versement d'une redevance dite de « service public ». Cela suit ce qui se fait au Royaume-Uni. Si une redevance de ce type était mise en place, une procédure d'appel d'offres similaire à celle utilisée au Royaume-Uni favoriserait la fourniture d'énergies renouvelables à un coût moins élevé. D'autres mécanismes de marché pour encourager l'efficacité de la production d'énergie grâce aux énergies renouvelables, comme le programme d'échanges de certificats verts aux Pays-Bas, pourraient également être envisagés.

La réglementation des émissions dans le secteur de l'énergie devra également être révisée de manière à refléter la restructuration entreprise. Précédemment, le gouvernement pouvait appliquer des réglementations à KEPCO, qui à son tour pouvait répercuter l'augmentation de coût sur le consommateur. Dans le secteur restructuré, le gouvernement réglementera les émissions des entreprises qui auront succédé à KEPCO et d'autres nouveaux entrants qui ne seront pas à même de répercuter automatiquement l'augmentation des coûts sur leurs prix. Étant donné l'évolution prévue dans le secteur électrique, avec la progression des émissions qu'elle suppose, le gouvernement devra selon toute probabilité introduire des seuils réglementaires plus sévères pour préserver la qualité de l'air.

L'accentuation des pressions en faveur d'une limitation des émissions et la nécessité de réglementer plusieurs entreprises au lieu d'une seule seront l'occasion pour le gouvernement de réorganiser sa réglementation environnementale pour en améliorer l'efficacité en s'appuyant davantage sur les instruments économiques. Par exemple, le plafonnement de l'ensemble des émissions du secteur de l'énergie et la mise en place d'échanges de permis d'émission seraient compatibles avec la nouvelle structure et permettraient d'abaisser le coût total de la maîtrise des émissions.

5.9. Ajustement des effectifs

Les répercussions sur la main-d'œuvre restent l'un des points les plus sensibles de la réforme du secteur électrique. Dans d'autres pays, ces réformes ont provoqué d'importantes améliorations de la productivité du travail. La perte globale d'emplois dans le secteur y était due à une faible croissance de la demande d'électricité.

Dans le cas de la Corée, il y a de bonnes raisons de croire que les répercussions globales sur la main-d'œuvre du secteur de l'électricité seront nettement plus positives. Tout d'abord, la croissance globale du secteur devrait rester élevée. Les suppressions d'emplois dans les centrales existantes pourraient bien être compensées par de nouveaux emplois dans de nouvelles centrales. Deuxièmement, la création de plusieurs entreprises de production et de distribution fera naître des pressions concurrentielles par rapport aux postes correspondants à pourvoir. Les salaires de certains employés qualifiés devraient augmenter.

Néanmoins, il existe des possibilités d'adoucir la transition vers le nouveau régime par des politiques ciblées d'ajustement des effectifs, notamment des plans de départ volontaire, de retraite anticipée et de reconversion du personnel. Les compagnies d'électricité d'autres pays, tels que le Royaume-Uni, l'Australie et le Canada, ont conclu des accords avec les syndicats dès les premiers stades de la réforme. Jusqu'à présent, les efforts de KEPCO dans ces domaines n'ont eu que peu d'effet. La réussite des ajustements d'effectifs devrait reposer sur un dialogue entre les pouvoirs publics, KEPCO et les syndicats.

5.10 Coûts échoués

Dans de nombreux pays où les compagnies d'électricité sont privées, la réforme de ce secteur pose le problème de coûts échoués, à savoir des coûts non amortis, liés à des investissements antérieurs effectués de façon prudente, comme la construction de moyens de production, ou encore des coûts résultant d'obligations contractuelles telles que des contrats de puissance passés avec des producteurs indépendants ou des contrats relatifs aux combustibles, et qui ne peuvent être récupérés dans la nouvelle économie de marché. Nombreux sont ces pays où les consommateurs ont dû payer aux compagnies d'électricité les coûts échoués en partie ou même en totalité après qu'ils étaient réduits.

Dans le cas de KEPCO, la valeur des entreprises de distribution séparées pourrait bien être inférieure à la valeur comptable des actifs de production à son bilan. On peut penser que pour certaines centrales, notamment la nouvelle centrale de Donghae qui utilise une technologie avancée de combustion du charbon (lit fluidisé circulant), la valeur marchande sera égale à la valeur comptable. Toutefois, d'autres actifs, tels que les anciennes centrales à charbon ou hydroélectriques, pourraient être sous-évalués. Pour déterminer le montant net des éventuels coûts échoués résultant de la vente des actifs de production non nucléaire, il faudra attendre la privatisation de ces derniers. La valeur marchande de ces entreprises sera essentiellement influencée par les prix qu'elles sont en mesure d'obtenir sur le marché de l'électricité et leurs performances futures supposées. Des coûts échoués peuvent également résulter des obligations liées aux contrats passés avec les producteurs indépendants, particulièrement du fait que le gouvernement ait indiqué qu'il continuerait à honorer ces contrats.

Le gouvernement a l'intention d'appliquer une redevance de service public pour financer les coûts échoués liés à la consommation de charbon national et de gaz naturel et à l'exploitation des centrales de cogénération ainsi que les coûts associés aux énergies renouvelables et aux programmes de gestion de la demande. Les pouvoirs publics et les actionnaires privés de KEPCO devront trouver une solution pour tous les coûts échoués issus de la vente des actifs de production. D'après le Plan-cadre, le gouvernement s'occupera des actionnaires minoritaires qui pâtiront de la réduction de la valeur des actions imputable à la restructuration de KEPCO. La loi coréenne exige également que les actionnaires approuvent le plan de restructuration et peut imposer à KEPCO de racheter les parts des actionnaires minoritaires mécontents.

Il importe de ne pas céder à la tentation de faire supporter la récupération des coûts échoués par les seuls consommateurs captifs : celle-ci devrait être équitablement répartie entre l'ensemble des utilisateurs du réseau et les actionnaires. Un dispositif plus élaboré pourrait se révéler indispensable s'il s'avérait que les coûts échoués entraînent pour une part importante dans le total du prix de l'électricité.

6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La Corée a engagé de profondes réformes afin d'ouvrir à la concurrence son secteur électrique. Le développement de ce secteur a largement contribué à la croissance économique rapide de la Corée et les réformes en cours sont donc particulièrement représentatives de la confiance que le pays accorde aujourd'hui aux mécanismes du marché pour satisfaire ses besoins stratégiques. Le Plan-cadre pour la restructuration de l'industrie de fourniture d'électricité reflète cet engagement de base.

Dans le nouveau régime réglementaire, la concurrence servira à améliorer l'efficacité économique du secteur et, par voie de conséquence, la compétitivité internationale de la Corée. Si la réforme parvenait effectivement à introduire la concurrence, les coûts devraient baisser dans de fortes proportions. Une estimation réalisée par l'Institut coréen d'économie industrielle et du commerce prévoit une diminution des coûts totaux de 9 %, soit de 1 034 milliards de wons, à mesure que la productivité s'alignera sur la norme internationale⁴. En Corée, les tarifs industriels et domestiques de l'électricité, taxes comprises, sont supérieurs à la moyenne pour les pays de l'OCDE, mesurés en parités de pouvoir d'achat. Néanmoins, la faible rentabilité de l'investissement laisse penser que les prix ne recouvrent pas la totalité du coût.

Les principaux éléments du Plan-cadre, à savoir la réforme structurelle de KEPCO, la création d'un régulateur sectoriel indépendant pour les éléments de monopole naturel, les projets de développement d'un pool de producteurs et le projet d'ouvrir le marché de détail à la concurrence, constituent un cadre propice au développement d'un secteur électrique plus fiable, plus concurrentiel et plus efficient.

De nombreux aspects fondamentaux essentiels au succès de la réforme doivent encore être précisés. Le calendrier de l'ouverture du marché aux consommateurs éligibles est encore assez flou, mais il semblerait que la plupart des consommateurs pourraient choisir leur fournisseur seulement un peu plus de dix ans après le début de la réforme. Le degré de privatisation des filiales de production, essentielle au succès de la réforme structurelle, n'a pas encore été fixé. La structure des institutions réglementaires ne sera pas définie avant au moins un an. La conception du marché de l'électricité fondé sur le pool a été arrêtée. La réglementation qui sera appliquée aux tarifs des consommateurs captifs n'a pas été annoncée.

Les pouvoirs publics devraient dès que possible adopter en toute première priorité des réformes juridiques concrètes dans le prolongement des objectifs énoncés dans le plan et des principaux points précisés ci-après. Pour pouvoir tirer parti de la réforme de l'électricité dans les délais prévus, les pouvoirs publics devraient adopter en toute première priorité des réformes juridiques destinées à :

- Mettre en place la structure concurrentielle de l'industrie avant d'engager la privatisation ;
- Nommer un régulateur, indépendant et doté de moyens, qui utilise des procédures transparentes et rende des comptes ;
- Mettre en œuvre une réglementation afin de protéger les consommateurs et les producteurs indépendants contre l'application de prix trop élevés et de conditions déloyales et prévoir des moyens d'inciter les monopoles à plus d'efficacité ; exploiter les nouvelles possibilités qu'offre la réglementation de réaliser des objectifs environnementaux et de garantir la sûreté ;
- Faciliter la transition à la concurrence.

Il faudrait préciser les détails du plan actuel de libéralisation et accélérer sa réalisation de sorte qu'un plus large éventail de consommateurs puissent en bénéficier. Les clients et investisseurs potentiels dans le secteur coréen de l'électricité auraient ainsi un calendrier fixe sur lequel s'appuyer. En fait, il serait possible de libéraliser le secteur plus vite. Le Plan coréen pourrait tirer des enseignements de l'expérience d'autres pays de l'OCDE qui ont entièrement ouvert à la concurrence leur marché de détail.

Les recommandations abordent les autres éléments à prendre en compte dans la réalisation du Plan-cadre. Elles sont regroupées sous les intitulés suivants : calendrier des réformes, restructuration de KEPCO, gestion des entreprises du secteur de l'électricité, réglementation indépendante, sécurité d'approvisionnement, énergie nucléaire, environnement et énergies renouvelables.

Calendrier des réformes

Le gouvernement devrait procéder aux réformes énoncées dans le Plan-cadre dans les plus brefs délais. Ce plan devrait contenir le calendrier d'ouverture à l'éligibilité des consommateurs et avancer nettement la date de libéralisation complète de la vente au détail pour éviter que les consommateurs ne perdent des avantages considérables.

Restructuration de KEPCO

Il serait judicieux que l'État donne suite aux réformes pour que puissent se créer plusieurs sociétés indépendantes de production et de distribution d'électricité. L'exécutif devrait veiller à ce que l'ensemble des sociétés de production et de distribution ne soient plus des filiales de KEPCO et que seule une part restreinte desdites sociétés soit encore détenue par une entité unique d'ici 2003.

Le marché de l'électricité soumis aux offres d'achat devrait être conçu avec la participation active des futurs utilisateurs des marchés de l'électricité, notamment les petits et gros consommateurs, au même titre de KEPCO et que toutes les sociétés de production d'électricité. Les acteurs du marché devraient eux aussi avoir un rôle actif dans la direction des opérations propres au marché de l'électricité.

Transition vers la concurrence

Il faudrait s'assurer que les contrats à long terme ne retardent pas le début de l'application de ce système ni ne mettent un frein à son efficacité.

Gestion des entreprises du secteur de l'électricité

Le gouvernement devrait veiller à ce que les réformes donnent à ses relations avec les compagnies d'électricité une orientation plus commerciale. Le gouvernement percevra vraisemblablement des dividendes au même titre qu'un actionnaire privé et ne devrait pas se porter garant des nouveaux emprunts contractés par les sociétés. En outre, les équipes dirigeantes et les conseils d'administration des sociétés publiques du secteur de l'électricité ont besoin d'une autonomie suffisante de façon à pouvoir prendre des décisions relatives au budget et aux investissements en fonction de critères commerciaux. Enfin, pour améliorer la procédure de prise de décisions au niveau du conseil d'administration, il convient que l'État y nomme des membres représentant l'intérêt des actionnaires minoritaires.

Institutions réglementaires

Le gouvernement devrait créer une instance de réglementation indépendante menant des activités de réglementation d'envergure dans ce secteur. Cette instance devrait mener ses activités de façon transparente et rendre des comptes au grand public et aux acteurs du marché. Elle devrait par ailleurs disposer de suffisamment de ressources et jouir de pouvoirs juridiques valables pour garder son indépendance vis à vis des sociétés réglementées et des pressions politiques quotidiennes, c'est-à-dire disposer de procédures transparentes destinées à la prise de décisions et rendre des comptes au grand public et aux entreprises soumises à ses règlements afin d'atteindre une série d'objectifs clairement définis.

Il faut renforcer l'application des lois portant sur la concurrence dans le secteur de l'énergie, en particulier celles régissant l'accès aux marchés, les comportements contraires au principe de la concurrence et les fusions. Il convient que l'État envisage de mettre en place des mesures destinées à renforcer la coopération entre les instances réglementant le secteur et la FTC.

Réglementation économique

Le programme de détermination des prix portant sur le transport de l'électricité doit être clarifié. Dès lors que des problèmes d'encombrement persistent ou que surviennent des discriminations à l'accès, il convient d'envisager de modifier le programme de détermination des prix de manière à répartir la capacité par le biais d'un mécanisme de fixation des prix.

Des règles doivent être imposées aux sociétés de distribution de sorte à appliquer des mesures d'incitation pour une meilleure efficacité, notamment un approvisionnement énergétique au moindre coût.

Fixation des tarifs en fonction des coûts

Le gouvernement devrait concrétiser ses intentions de revoir le système d'attribution de subventions au secteur agricole sur l'électricité en cessant d'imposer aux consommateurs d'électricité le versement de ces subventions.

Les distorsions de prix favorisant les clients du secteur industriel devraient également être éliminées. Ceci peut être facilité par la suppression des tarifs appliqués à l'énergie soumis à une réglementation, imposés aux clients du secteur industriel libéralisé.

La durée d'utilisation doit être répercutée sur les coûts dans l'élaboration des tarifs d'électricité standard destinés aux clients des secteurs encore réglementés et des tarifs des réseaux et des services auxiliaires destinés aux clients des secteurs libéralisés. La mise en place de ces tarifs peut être progressive et commencer avec les plus gros clients.

Sécurité d'approvisionnement

Le gouvernement devrait prendre les mesures suivantes pour améliorer la sécurité d'approvisionnement en réformant le secteur :

- Concrétiser le projet visant à introduire un marché concurrentiel de l'électricité fondé sur l'offre et surveillé par un régulateur indépendant.
- Veiller à ce que le marché de l'électricité dispose de mécanismes financiers appropriés de sorte que les fournisseurs puissent remplir leurs obligations contractuelles d'approvisionnement.
- Envisager le développement d'instruments financiers, tels que les contrats à terme de l'électricité, qui permettent aux investisseurs potentiels de se protéger des risques du marché.
- Étudier les coûts et les avantages résultant du développement de liens de transport entre la Corée et le Japon.
- Surveiller attentivement le développement de la concurrence et si nécessaire, envisager d'autres mesures pour encourager les participants au marché à investir dans la production.

Énergie nucléaire

Le gouvernement devrait s'assurer que la société de production d'énergie nucléaire ne fait pas partie du même groupe que la société qui en assure le transport. La société de production d'énergie nucléaire ne devrait pas être autorisée à avoir une part de marché nettement plus conséquente que celle qu'elle a aujourd'hui et ne devrait pas participer à des activités de production d'énergie qui ne soit pas d'origine nucléaire.

Environnement et énergies renouvelables

Le gouvernement devrait considérer les outils économiques comme étant intégrés à son projet visant à limiter l'augmentation des émissions des gaz à l'origine de l'effet de serre en Corée. L'État devrait tout d'abord décider s'il convient de réformer le système de taxes et de charges sur les combustibles fossiles en fonction de leur teneur en carbone.

Il convient que l'exécutif envisage de réfléchir à une politique destinée à atteindre les objectifs écologiques par des moyens moins onéreux, comme la commercialisation d'autorisations à destination des utilisateurs finaux concernant « l'électricité verte » ou portant sur les générateurs relativement aux émissions.

Coûts échoués

Le gouvernement devrait clairement identifier les coûts nets échoués résultant de la réforme qui, après minimisation, devront être récupérés. Les mécanismes correspondants devraient permettre une répartition équitable du remboursement entre l'ensemble des consommateurs et des actionnaires.

NOTES

1. Dans le corps du texte, les prix sont toujours indiqués toutes taxes comprises et convertis aux taux de change en vigueur, sauf mention du contraire.
2. Une tonne d'équivalent pétrole est l'équivalent énergétique d'une tonne de pétrole, dont la valeur généralement admise est de 41.868 gigajoules, 39.68 millions de BTU ou 11 000 kilocalories.
3. Obligations et autres titres de créances dont l'échéance est égale ou supérieure à un an.
4. Ha, Byungki (1999), « Economic Effect of Regulatory Reform in Korea », Rapport préliminaire, juillet.

BIBLIOGRAPHIE

- Korean Electric Power Corporation (1999*a*), Rapport annuel de l'année fiscale terminée au 31 décembre 1998, Formulaire 20-F, 21 juin.
- Korea Electric Power Corporation (1999*b*), Korean Electric Power Industry : Restructuring and Privatisation Program, Bulletin d'information, 23 août.
- Korea Herald (2000), « Government Appoints New KEPCO Head », 12 juin 1999, sur le site <http://www.koreaherald.co.kr>, 3 février 2000.
- Korea Herald (1999), « Government Watchdog Uncovers Mass Diversion of Fund by State Utility », 5 novembre 1999, sur le site <http://www.koreaherald.co.kr>, 3 février 2000.
- Korea Herald (1999), « Government Turns Down Bidders for Power Plants Near Seoul », 15 décembre, sur le site <http://www.Coréeherald.co.kr>, 3 février 2000.
- Korea Times (2000), « Co-Generating Plants at Anyang, Puchon to Be Sold Separately » 3 février, sur le site <http://www.koreatimes.co.kr>, 3 février 2000.