



ORGANISATION  
INTERNATIONALE DE  
LA FRANCOPHONIE

## VERS DE NOUVELLES ORGANISATIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE: LES RÉFORMES, LES ACTEURS ET LES EXPÉRIENCES



5

COLLECTION **ACTES**

**Colloques 1998-2005**



**Les publications de l'IEPF**





**VERS DE NOUVELLES ORGANISATIONS  
DU SECTEUR ÉLECTRIQUE:  
LES RÉFORMES, LES ACTEURS  
ET LES EXPÉRIENCES**

Révision linguistique: Marie-Hélène Tremblay  
Mise en page: Communications Science-Impact  
ISBN 2-89481-031-8

© Institut de l'énergie et de l'environnement  
de la Francophonie (IEPF), 2005  
56, rue Saint-Pierre, 3<sup>e</sup> étage  
Québec G1K 4A1 Canada  
Téléphone: (418) 692-5727  
Télécopie: (418) 692-5644  
Courriel: [iepf@iepf.org](mailto:iepf@iepf.org)  
Site Internet: [www.iepf.org](http://www.iepf.org)

*Cette publication a été imprimée avec des encres végétales sur du papier recyclé.*

IMPRIMÉ AU CANADA/PRINTED IN CANADA

**VERS DE NOUVELLES ORGANISATIONS  
DU SECTEUR ÉLECTRIQUE:  
LES RÉFORMES, LES ACTEURS  
ET LES EXPÉRIENCES**

**5**

COLLECTION **ACTES**

**Colloques 1998-2005**



**Les publications de l'IEPF**



## Préface

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, organe subsidiaire de l'Agence intergouvernementale de la Francophonie, a pour mission de contribuer au développement des capacités humaines et institutionnelles et à la mutualisation de la connaissance et des expériences, à l'intérieur de la sphère francophone, dans les domaines qui fondent «sa spécialisation».

Il met en œuvre une telle contribution, particulièrement, en vue de l'aide à l'élaboration de politiques énergétiques durables visant l'élargissement de l'accès à des services énergétiques «modernes», une plus grande sobriété et efficacité énergétiques et une meilleure appropriation des mécanismes de promotion des énergies renouvelables.

Il le fait à travers des actions multiformes combinant la veille pour comprendre enjeux et facteurs de mutation, le renforcement des compétences, le traitement et la diffusion de l'information pour faciliter aide à la décision et valorisation des expériences et enfin la mise en réseaux et l'animation des communautés de pratique pour mobiliser l'expertise francophone au service du plus grand nombre.

C'est sur la base d'une telle démarche multiforme que les grandes mutations technologiques et organisationnelles qu'ont connues le secteur électrique et le jeu des acteurs dans l'industrie électrique ont été anticipées, examinées et accompagnées, avec nos partenaires, durant les dix dernières années.

Ce sont, ainsi, au cours de cette période, presque 500 cadres francophones qui ont été, d'une manière ou d'une autre, mobilisés dans des activités d'information ou de sensibilisation, de formation ou de réflexion collective ainsi que d'échanges d'expériences. Ces activités ont été organisées autour des enjeux, des contenus et des modalités variées de mise en œuvre, voire d'évaluation des réformes des secteurs électriques dans l'espace francophone ou ailleurs.

Et c'est dans le suivi de ces nombreuses activités que se situe la publication du présent ouvrage, comme somme d'une quinzaine de contributions émanant d'auteurs des quatre coins de notre espace et comme synthèse riche de la diversité des points de vue tant géographiques que thématiques et «disciplinaires».

En effet, cet ouvrage traite non seulement de la caractérisation des réformes au plan conceptuel et au plan pratique et opérationnel, mais analyse également les rôles des acteurs et les mécanismes de régularisation de ces différents rôles. Il présente aussi l'avantage d'illustrer de telles analyses par des études de cas et des retours d'expériences, en général, par ceux-là mêmes qui ont eu à conduire ou à «suivre» au plus près ces expériences.

C'est ainsi le fruit d'un travail collectif et multidisciplinaire «exemplaire», car mené à bon port par celles et ceux qui ont accompagné l'Institut dans la conception et l'animation des activités du renforcement de capacités et d'échanges sur les réformes, soit en tant que chercheurs universitaires ou experts intéressés, soit en tant qu'acteurs ou opérateurs directs.

En renouvelant mes sincères remerciements aux uns et aux autres, j'espère que cet ouvrage, qu'ils ont contribué à mettre au jour, enrichira un peu plus la connaissance et l'appréhension des mutations de l'industrie électrique dans l'espace francophone.

**El Habib Benessahraoui**

Directeur exécutif

Institut de l'énergie et de l'environnement  
de la Francophonie (IEPF)





# Table des matières

<b>Préface</b> .....	vii
<b>Première partie: LES RÉFORMES DU SECTEUR ÉLECTRIQUE</b> .....	1
Vers une efficacité dans le secteur électrique en Afrique: globalisation, déréglementation et réformes structurelles Anastassios GENTZOGLANIS .....	3
Les réformes électriques de première génération en Afrique subsaharienne francophone: entre efficacité économique et acceptabilité sociale Flavien TCHAPGA.....	19
L'économie néo-institutionnelle appliquée aux réformes électriques concurrentielles Yannick PEREZ.....	29
Les différentes formes institutionnelles et leurs fondements juridiques Pierrette SINCLAIR .....	49
Réforme réglementaire et transaction de privatisation: la restructuration financière et la comptabilité des concessions Jacques CORBIN .....	59
<b>Deuxième partie: LES ACTEURS: L'ÉTAT, L'AGENCE DE RÉGLEMENTATION ET L'INVESTISSEUR</b> .....	73
Le rôle de l'État dans un marché concurrentiel de l'électricité David PROULT .....	75
La réglementation économique et financière des industries de réseau Jean-Benoît TRAHAN.....	83
Le rôle et les responsabilités d'un État régulateur Fernando CUEVAS.....	91
Fonction, rôle et responsabilité de l'agence de régulation Lamine THIOUNE.....	101
L'Agence de régulation et son environnement réglementaire et juridique: la réforme réglementaire telle que vécue au Québec André TURMEL .....	111
Hydro-Québec et l'investissement international: une approche prudente Yvan CLICHE.....	129

<b>Troisième partie: LES RETOURS D'EXPÉRIENCE</b> .....	133
L'expérience de la mise en concession globale privée de la Société d'énergie et d'eau du Gabon François OMBANDA et Jean-Pierre LASSENI-DUBOZE .....	135
La restructuration du secteur électrique au Mali Amadou TANDIA .....	149
Libéralisation du secteur énergétique au Maroc: le cas de l'électricité Denis LEVY.....	161
La réforme du secteur électrique en Roumanie Cristina CREMENESCU .....	175
Le nouveau cadre institutionnel et l'organisation du secteur électrique du Sénégal Alioune FALL et Lamine THIOUNE .....	191
<i>Liste des auteurs</i> .....	207
<i>Liste des activités</i> .....	211

## Liste des figures

Figure 1.1	Consommation par habitant en Afrique subsaharienne .....	5
Figure 1.2	Modèles de réformes et état d'avancement de certains pays.....	8
Figure 1.3	Comportement à la Cournot dans le marché électrique – Situation d'équilibre.....	11
Figure 1.4	Nombre de personnes sans électricité, 1970-2030 .....	13
Figure 1.5	Évolution de la desserte en électricité au Gabon .....	15
Figure 1.6	Évolution des prix de l'électricité basse tension.....	16
Figure 3.1	La gestion de l'opportunisme dans les relations entre le gouvernement, les entreprises et les groupes de pression .....	35
Figure 3.2	Le choix des modes de coordination des transactions .....	38
Figure 12.1	Évolution de la desserte en électricité .....	146
Figure 12.2	Évolution de la desserte en eau .....	146
Figure 12.3	Évolution des prix de l'électricité basse tension.....	146
Figure 12.4	Évolution des prix de l'eau potable.....	147
Figure 13.1	Schéma organisationnel du secteur de l'énergie au Mali.....	150
Figure 15.1	La Roumanie.....	175
Figure 15.2	La structure du système électrique en 1950 .....	178
Figure 15.3	La structure du système électrique en 1965 .....	178

Figure 15.4	La restructuration de la Régie Nationale de l'Électricité (RENEL).....	181
Figure 15.5	La restructuration de la Compagnie Nationale de l'Électricité (CONEL) .....	182
Figure 15.6	Allocation des revenus .....	183
Figure 15.7	Le marché en gros – les arrangements commerciaux.....	185
Figure 15.8	Le degré d'ouverture des marchés de l'électricité dans les pays en cours d'adhésion à l'UE (2002).....	187
Figure 15.9	Évolution de l'index Hirschman-Herfindahl de janvier 2002 à juillet 2003 .....	189

## Liste des tableaux

Tableau 1.1	Disparité d'intégration des pays en développement .....	4
Tableau 1.2	Indice de développement humain (2003) Les pays africains occupant les dernières 24 places dans l'IDH .....	5
Tableau 1.3	Consommation et production d'électricité par habitant, en 2000. Pays industrialisés et en voie de l'être (pays de la Francophonie) .....	6
Tableau 1.4	Capacité de production électrique en 2000 (les pays les plus grands producteurs au monde).....	7
Tableau 2.1	Effets redistributifs nets à court terme et attitude des acteurs vis-à-vis de la réforme.....	24
Tableau 6.1	Les modes opératoires des marchés de certificats verts en Europe.....	80
Tableau 9.1	Valeurs des opérations de privatisation .....	102
Tableau 9.2	Avantages et inconvénients des structures décisionnelles.....	106
Tableau 12.1	Bilan de l'appel public à l'épargne.....	140
Tableau 14.1	Parc de production de l'ONE à la fin de 2003 .....	163
Tableau 15.1	Puissance installée et production réelle de la RENEL en 1994.....	179
Tableau 15.2	Licences délivrées par l'ANRE entre 2000 et 2002 .....	186
Tableau 15.3	L'ouverture de marché de l'électricité en Roumanie.....	187
Tableau 15.4	La structure de la production d'électricité .....	188
Tableau 15.5	L'évolution prévue de l'ouverture du marché.....	189
Tableau 16.1	Lois promulguées dans le cadre de la réforme du secteur électrique en 1998.....	193
Tableau 16.2	Données du système électrique du Sénégal.....	194

## Liste des encadrés

Encadré 5.1	Le point de vue d'un investisseur privé pour une transaction de privatisation .....	60
Encadré 5.2	Les amortissements et les provisions.....	67
Encadré 5.3	Structure tarifaire (détermination et indexation des tarifs) .....	70
Encadré 8.1	Principes normatifs généraux .....	93
Encadré 8.2	Formulation des politiques et élaboration du plan de référence de l'industrie électrique.....	94
Encadré 8.3	Attributions de l'agence réglementaire.....	95
Encadré 8.4	Chapitres classiques d'une loi de l'industrie électrique.....	98

## Liste des sigles

AFD	Agence Française pour le Développement
AMADER	Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale
ANRE	Autorité Nationale de Réglementation de l'Énergie (Roumanie)
ASER	Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
ATR	Accès des tiers au réseau
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (Québec)
BM	Banque mondiale
BOAD	Banque Ouest Africaine de Développement
BT	Basse tension
CAE	Contrat d'achat d'électricité
CCDEE	Compagnie centrale de distribution d'énergie électrique (Gabon)
CET	Construction–Exploitation–Transfert
CONEL	Compagnie Nationale de l'Électricité (Roumanie)
CPE	Construction–Propriété–Exploitation
CPET	Construction–Propriété–Exploitation–Transfert
CPRSE	Cellule de préparation et de suivi des réformes du secteur de l'énergie (Sénégal)
CRE	Commission de régulation de l'électricité (France)
CREE	Commission de régulation de l'électricité et de l'eau (Mali)
CTC	Coût de transition à la concurrence (Maroc)
DOE	Department of Energy (États-Unis)
EDF	Électricité de France
EDM-SA	Énergie du Mali
FERC	Federal Energy Regulation Commission (États-Unis)
FMI	Fonds monétaire international
FPE	Fonds de Péréquation de l'Électricité (France)
FSPE	Fonds du Service Public de l'Électricité (France)
GRD	Gestionnaire des réseaux de distribution (Roumanie)
GRT	Gestionnaire des réseaux de transport (Roumanie)
GTA	Groupe Technique d'Appui (Mali)
HHI	Index Hirschman-Herfindahl
HQ	Hydro-Québec
HQI	Hydro-Québec International
HT	Haute tension
IDA	International Development Association

IDH	Index de développement humain
IPD	Indice des prix de détail
LPDSE	Lettre de Politique de Développement du secteur de l'Énergie (Sénégal)
MT	Moyenne tension
NEI	Nouvelle économie institutionnelle
OHADA	Organisation pour l'harmonisation du droit des affaires en Afrique
OMVS	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal
ONE	Office National de l'Énergie (Canada)
ONE	Office National de l'Électricité (Maroc)
PASCO	Lettre de Politique de Développement du secteur privé (Sénégal)
PEDASB	Projet « Énergie Domestique et Accès aux Services de Base » (Mali)
PERG	Programme d'Électrification Rurale Globale (Maroc)
PNER	Programme National d'Électrification Rurale (Maroc)
PPP	Partenariat public-privé
SEBJ	Société d'énergie de la Baie James
SEEG	Société d'énergie et d'eau du Gabon
SENELEC	Société nationale d'électricité du Sénégal
SFI	Société financière internationale
SMD	Société Marocaine de Distribution d'Eau, de Gaz et d'Électricité
TCT	Théorie des coûts de transaction
TDBT	Timbre de distribution basse tension (Maroc)
TDMT	Timbre de distribution moyenne tension (Maroc)
TFS	Tarif de fourniture de secours (Maroc)
TGP	Tarif de garantie de puissance (Maroc)
THT	Très haute tension
TPP	Tarif public de production (Maroc)
TT	Timbre de transport (Maroc)
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (Europe)
UEMOA	Union Économique et Monétaire Ouest Africaine
UPDEA	Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d'Énergie électrique d'Afrique

**Première partie**

# **Les réformes du secteur électrique**





# Vers une efficacité dans le secteur électrique en Afrique: globalisation, déréglementation et réformes structurelles

Anastassios GENTZOGLANIS, Ph. D.

Centre d'études en réglementation économique et financière

Université de Sherbrooke, Sherbrooke (Québec), Canada

## Introduction

Les deux dernières décennies furent caractérisées par des changements majeurs tant au niveau économique, politique, social que démographique. Plusieurs pays, à la fois développés et en voie de l'être, ont adopté des politiques qui ont eu pour effet de remettre en question les modèles existants d'organisation du travail, de production et de distribution des biens et des services. Des changements technologiques ont propulsé les entreprises à revoir leurs stratégies de concurrence à l'échelle mondiale et à intensifier leurs efforts pour devenir des joueurs à l'échelle planétaire. Les privatisations des sociétés d'État, la déréglementation ou les réformes réglementaires et les politiques de restructuration ont créé des nouvelles opportunités et des enjeux importants, à la fois pour les pays industrialisés et pour les pays en voie de l'être.

La globalisation a été avancée parce qu'on croyait qu'une intégration plus poussée des économies à l'échelle mondiale augmenterait l'efficacité et améliorerait la croissance économique et la richesse des pays, particulièrement des pays les plus pauvres. Plusieurs pays en Afrique, dans l'espoir de profiter des occasions que la globalisation offrait et avec l'appui des organisations donatrices, ont adopté des réformes sur plusieurs niveaux, à la fois macroéconomique et microéconomique. Sous la supervision de la Banque mondiale (BM) et du Fonds monétaire international (FMI), et sous des conditions très strictes, les pays africains, et plus particulièrement les pays de l'Afrique francophone, ont adopté des programmes d'ajustement structurel qui reflétaient ce qu'on appelle communément le «consensus de Washington»<sup>1</sup>. Cependant, tous les pays n'en ont pas profité de la même façon. Malgré le progrès notable de certains

pays, d'autres, notamment de l'Afrique subsaharienne, ont connu des difficultés majeures en ce qui concerne l'organisation des marchés et le passage d'une économie interventionniste à une économie de marché basée sur les institutions et la prise de décisions démocratiques.

Cet article fait une analyse de l'impact des réformes structurelles et de la déréglementation dans le secteur électrique des pays africains. De toute évidence, ces réformes n'ont pas toutes eu les mêmes effets, étant donné l'hétérogénéité des pays africains. Les réformes sont spécifiques à la taille du marché électrique du pays et le même modèle ne peut pas être appliqué par tous les pays. De plus, chaque modèle a ses limites et il est très important de les reconnaître, dès le début, pour les tenir en compte et modifier l'approche des réformes selon les caractéristiques propres du pays et les limites du modèle.

La section «Réformes structurelles dans les pays africains» analyse les réformes entreprises par les pays africains et donne le contexte général dans lequel ces réformes ont été adoptées. De même, cette section présente les caractéristiques et quelques données en ce qui concerne les marchés électriques de certains pays et l'état d'avancement de leurs réformes. La section «Modèles des réformes structurelles dans les pays africains» présente les divers modèles utilisés pour réaliser des réformes, leurs avantages, leurs désavantages et leur conformité aux besoins des pays africains. La section «Structure organisationnelle et exercice du pouvoir de marché» fait une analyse de l'impact des réformes pour certains pays africains et finalement la section «Impacts des réformes structurelles dans les pays africains» conclut et offre quelques recommandations.

1. [NDE]: L'expression «Le consensus de Washington» a été créée par Williamson, J. «What Washington Means by Policy

Reform». Au chapitre 2, *Latin American Adjustment: How much has happened?* Édité par John Williamson. Avril 1990.

## Réformes structurelles dans les pays africains

Les réformes structurelles ont plusieurs objectifs, mais le but principal derrière chaque réforme est de rétablir une stabilité macroéconomique, d'accroître le commerce international et l'investissement, et ainsi de rendre plus efficace l'appareil productif de l'économie. De façon générale, avant les réformes, l'économie des pays africains était caractérisée par une intervention étatique parfois assez poussée et leur modèle d'organisation des marchés laissait peu de place à l'initiative privée. Le secteur privé était exclu du développement des grandes infrastructures et le mode de gestion de ces organismes laissait peu de flexibilité et il était peu propice à la réalisation de gains d'efficacité. L'état des installations électriques, la qualité du service et la desserte étaient lamentables. La corruption du système et le manque de transparence rendaient le fonctionnement de l'économie plutôt difficile. La pauvreté, le manque de ressources humaines qualifiées, la mauvaise gestion des finances publiques et l'incapacité des entreprises locales à faire face à la concurrence internationale ont eu pour effet de marginaliser l'Afrique et de la rendre moins attrayante pour les investissements étrangers. En effet, la part de l'Afrique dans le commerce international est d'à peine 2%, son PIB d'à peine 2% aussi et l'investissement étranger direct représente à peine 1% des investissements des pays en développement.

L'intégration de l'Afrique à l'économie mondiale est très faible. Une mesure utilisée pour évaluer l'intégration d'un pays à l'économie mondiale est la part des

exportations manufacturières par rapport aux exportations totales. Cette mesure indique, en quelque sorte, la capacité du pays d'avoir accès aux gains découlant du transfert des technologies et sa capacité de produire selon les normes internationales. Parmi les pays en développement, l'Afrique subsaharienne affiche la pire performance à cet égard. Tandis que la moitié des pays en développement avait, durant les années 1980 et 1990, un indice d'intégration variant entre 20% et 33%, pour l'Afrique subsaharienne, cet indice était d'à peine 10%. À titre de comparaison, l'indice pour l'Amérique latine et les Caraïbes était entre 20% et 25% pour la même période (années 1980 et 1990). En effet, parmi les 93 pays en développement étudiés par M. Brahmhatt et U. Dadush (2004), 36 pays de l'Afrique subsaharienne (approximativement 39% du total) avaient la pire performance à cet égard.

Afin de rendre cette mesure plus significative, la Banque mondiale a développé l'indice d'intégration d'une économie à l'économie mondiale en tenant compte de quatre indicateurs économiques, à savoir, le ratio du commerce par rapport au PIB, le ratio de l'investissement étranger par rapport au PIB, les cotes de classement établies par les agences internationales de crédit et la part de la production manufacturière par rapport aux exportations.

L'indice d'intégration est alors la moyenne de variation dans les quatre indicateurs (mentionnés ci-dessus), ajustée pour la taille de l'économie. Tandis que seulement 5% des pays de l'Asie du Sud et 10% des pays de l'Asie de l'Est sont des retardataires, ce pourcentage atteint 39% pour les pays en Afrique subsaharienne (tableau 1.1).

**Tableau 1.1**  
**Disparité d'intégration des pays en développement<sup>1</sup> (nombre de pays)**

Niveau d'intégration	Asie de l'Est	Asie du Sud	Amérique latine et Caraïbes	Moyen Orient et Afrique du Nord	Afrique subsaharienne	Europe centrale et Asie
Rapide	6	3	5	2	2	5
Modéré		2	5	4	10	2
Faible	3		9	2	10	
Lent			2	5	14	2
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>21</b>	<b>13</b>	<b>36</b>	<b>9</b>

Source: M. Brahmhatt et U. Dadush, «Disparities in Global Integration», *Finance and Development*, Septembre 1996.

1. Rapidité d'intégration des pays en développement (1980-1990).

Les pays de l'Afrique sont aussi ceux qui occupent la dernière place en ce qui concerne le développement humain<sup>2</sup>.

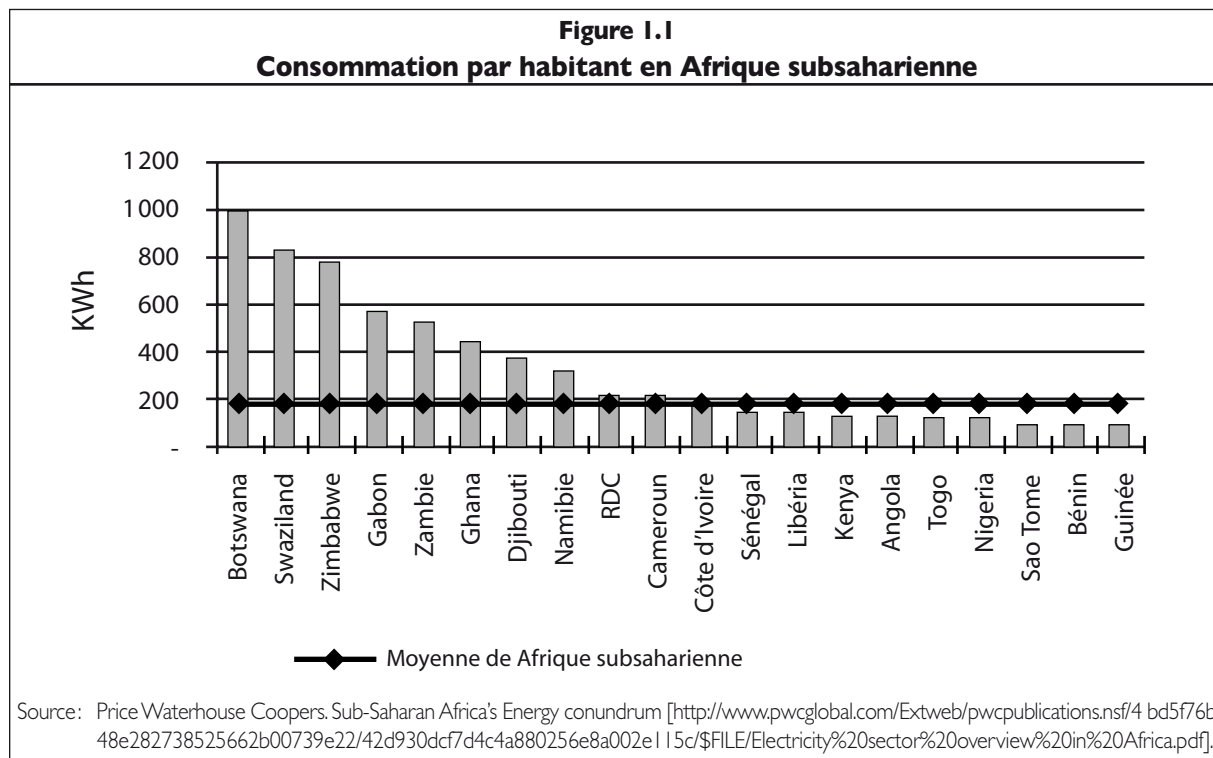
Dans un tel contexte économique et social, il n'est pas surprenant de constater qu'en ce qui concerne les réformes du secteur électrique, l'Afrique, et surtout l'Afrique subsaharienne, se trouve en retard par rapport aux autres pays. La figure 1.1 indique la consommation d'électricité par habitant pour 20 pays de l'Afrique subsaharienne.

Pour fins de comparaison, la consommation et la production électrique par habitant pour les pays industrialisés et en voie de l'être sont indiquées au tableau 1.3. Les différences de consommation entre les deux groupes de pays sont frappantes. En moyenne, les consommateurs des pays en développement consomment à peine 6% de la consommation des habitants des pays industrialisés. Pourtant, comme le tableau 1.4 l'indique, parmi les pays ayant la plus

**Tableau 1.2**  
**Indice de développement humain (2003)**  
**Les pays africains occupant les dernières**  
**24 places dans l'IDH**

Pays	Rang	Pays	Rang
Niger	1	Malawi	13
Sierra Leone	2	Tanzanie	14
Burkina Faso	3	Côte d'Ivoire	15
Mali	4	Bénin	16
Tchad	5	Érythrée	17
Guinée-Bissau	6	Angola	18
Centrafrique	7	Rwanda	19
Éthiopie	8	Nigeria	20
Burundi	9	Sénégal	21
Mozambique	10	Guinée	22
RDC	11	Gambie	23
Zambie	12	Kenya	24

Source: Human Development Report 2005: International cooperation at a crossroads: Aid, trade and security in an unequal world. PNUD, 2005.



2. L'indice de développement humain est un indice de qualité de vie, définie comme la capacité d'un humain d'avoir une vie longue et en santé, d'être éduqué et d'avoir accès à des

ressources nécessaires pour un niveau de vie acceptable. En utilisant cet indice, on reconnaît que la richesse monétaire n'est pas le seul critère de qualité de vie.

<b>Tableau I.3</b>					
<b>Consommation et production d'électricité par habitant en 2000</b>					
<b>Pays industrialisés et en voie de l'être (pays de la Francophonie)</b>					
Pays industrialisés (parmi les 100 premiers)			Pays en développement (de la Francophonie) (parmi les 100 premiers)		
Pays industrialisés	Consommation kWh (en milliers)	Production kWh (en milliers)	Pays en développement	Consommation kWh (en milliers)	Production kWh (en milliers)
Islande	25 124,71	27 020,16	Gabon	640,94	689,18
Norvège	24 861,22	31 194,75	Djibouti	354,05	380,70
Finlande	15 811,75	14 537,53	Cameroun	208,16	223,85
Suède	15 679,18	16 292,02	Côte d'Ivoire	152,93	242,79
Canada	15 665,64	18 062,02	Congo	137,54	102,08
États-Unis	12 877,72	13 544,03	Sénégal	115,96	124,65
Japon	7 432,25	7 993,70	Togo	99,37	18,35
France	6 835,16	8 598,87	Guinée	92,10	99,03
Allemagne	6 026,54	6 454,27	RDC	82,39	95,39
Angleterre	5 771,86	5 951,35	Bénin	77,08	35,36
Italie	4 916,18	4 459,97	Guinée équatoriale	41,07	44,16
Grèce	4 330,46	4 657,55	Mali	37,89	40,74
Hongrie	3 483,37	3 318,71	Niger	38,03	20,68
<b>Moyenne pondérée*</b>	5 826,05	6 151,26	<b>Moyenne pondérée**</b>	327,97	340,04

\* Moyenne pondérée des cent plus grands consommateurs d'électricité au monde.  
 \*\* Moyenne pondérée des cent plus petits consommateurs d'électricité au monde.  
 Source: Compilation de l'auteur.

grande capacité de production électrique au monde, on trouve des pays de l'Afrique subsaharienne.

Les réformes structurelles du secteur électrique en Afrique ont été, alors, entreprises dans un contexte assez particulier. Contrairement à certains pays en Amérique latine, les pays de l'Afrique subsaharienne ont entamé les réformes relativement tard. À vrai dire, les pays en développement ont commencé leurs réformes après que certains pays industrialisés ont eu le temps de restructurer leur industrie électrique. Par conséquent, il n'y a pas beaucoup de pays avec une expérience suffisamment longue pour permettre de faire une analyse détaillée des réformes. Les pays

développés ayant le plus d'expérience sont l'Angleterre et les pays scandinaves. Parmi les pays en développement et en émergence, le Chili, l'Argentine et les pays en Amérique centrale ont une expérience relativement longue à cet égard. En Afrique subsaharienne, les réformes sont un phénomène récent.

Le choix du modèle des réformes et les politiques de restructuration jouent un rôle prépondérant dans le processus de restructuration et déterminent les résultats. Il est, alors, important d'analyser les modèles des réformes et d'examiner leur pertinence pour les pays de l'Afrique subsaharienne.

**Tableau I.4**  
**Capacité de production électrique en 2000**  
**(les pays les plus grands producteurs au monde)**

Pays	Capacité (MW)	Pays	Capacité (MW)
Japon	226 000	Nigeria	5 900
Allemagne	114 000	Émirats	
Canada	111 000	Arabes Unis	5 600
Italie	69 000	Vietnam	5 000
Corée du Sud	50 000	Équateur	3 500
Mexique	38 900	Oman	2 100
Norvège	27 200	Qatar	1 500
Argentine	24 000	Ghana	1 200
Indonésie	21 400	Guatemala	1 150
Venezuela	21 000	Bahreïn	1 000
Thaïlande	19 000	Côte d'Ivoire	890
Kazakhstan	17 300	Angola	586
Philippines	12 000	Brunei	410
Portugal	11 000	Gabon	300
Koweït	8 500	Sénégal	235
Singapour	6 700	RDC	118
		Libye	4 600
<b>Total</b>	<b>806 490</b>	<b>Moyenne</b>	<b>25 200</b>

Source: Compilation de l'auteur.

## Modèles des réformes structurelles dans les pays africains

Les réformes structurelles sont associées à certaines politiques telles que la désintégration verticale et le dégroupage des services de l'électricité (production, transport, distribution et quelquefois commercialisation), la privatisation partielle ou complète de l'opérateur historique, la mise en place des agences de réglementation, l'élaboration des politiques de concurrence et l'institutionnalisation du processus réglementaire. Selon les contraintes auxquelles fait face le pays, les objectifs établis et son niveau de développement, les réformes structurelles peuvent être poursuivies à des niveaux fort différents. La vitesse des réformes ainsi que leur forme dépendent des contraintes et des objectifs de chaque pays. Nonobstant le modèle choisi, la restructuration n'est pas une politique facile permettant l'atteinte des

objectifs du premier coup. Elle est plutôt une activité évolutive et peut prendre plusieurs années avant d'être accomplie avec succès. Dans le cas de l'industrie électrique, il y a quelques modèles qui ont été développés et appliqués avec un certain succès à travers le monde. Dans cette section, nous présentons ces modèles et nous examinons la pertinence de ceux-ci pour les pays africains.

Avant de procéder à des réformes, les politiciens doivent s'assurer que l'industrie électrique peut supporter la concurrence. C'est seulement dans les marchés concurrentiels qu'on peut atteindre l'efficacité productive et allocative (évidemment, aux dépens de l'équité sociale). Une des conditions préalables pour que les marchés fonctionnent efficacement, c'est l'absence de pouvoir de marché. Lorsque les entreprises électriques sont capables d'augmenter leur prix sans craindre la concurrence, on dira qu'elles ont un pouvoir de marché. Ce pouvoir peut être exercé dans le sens horizontal ou vertical. Dans le premier cas, la firme électrique a un pouvoir de monopole sur un segment donné du marché, qu'il soit celui de la production, du transport ou de la distribution. Dans le cas du pouvoir vertical, on dira que la firme électrique a un pouvoir de marché lorsqu'elle détient le contrôle d'un segment de marché et, dès lors, elle devient capable d'influencer le prix des autres segments de marché. Par exemple, une firme qui détient un pouvoir de monopole sur le transport de l'électricité est capable d'influencer le prix de la production de l'électricité.

Lorsqu'un tel pouvoir existe, les marchés ne peuvent opérer de façon efficace et les bénéfices des réformes profitent uniquement aux producteurs. Dans le cas de plusieurs pays africains, la restructuration du secteur électrique a été faite avec la participation des intérêts étrangers. Si les réformes ne se font pas de façon à préserver un niveau acceptable de concurrence, les bénéfices des réformes seront accaparés par les étrangers. Il est donc important que, lors de l'élaboration des cahiers de charges, les régulateurs exigent, de façon explicite, que les opérateurs fassent des investissements pour atteindre certains objectifs de l'électrification urbaine

et rurale et pour améliorer la qualité du service, à l'intérieur de certains délais temporels précis. Certaines règles, telles que l'accès égal, sans restriction et sans aucune discrimination, au réseau de transport électrique par les concurrents, permettraient de maintenir un niveau de concurrence acceptable tout en réduisant considérablement le pouvoir du marché de l'opérateur historique. De plus, lorsque les acheteurs et les vendeurs de l'électricité ont accès à de l'information pertinente, ceci permet d'atténuer l'asymétrie de l'information entre les joueurs et de réduire leur pouvoir de marché.

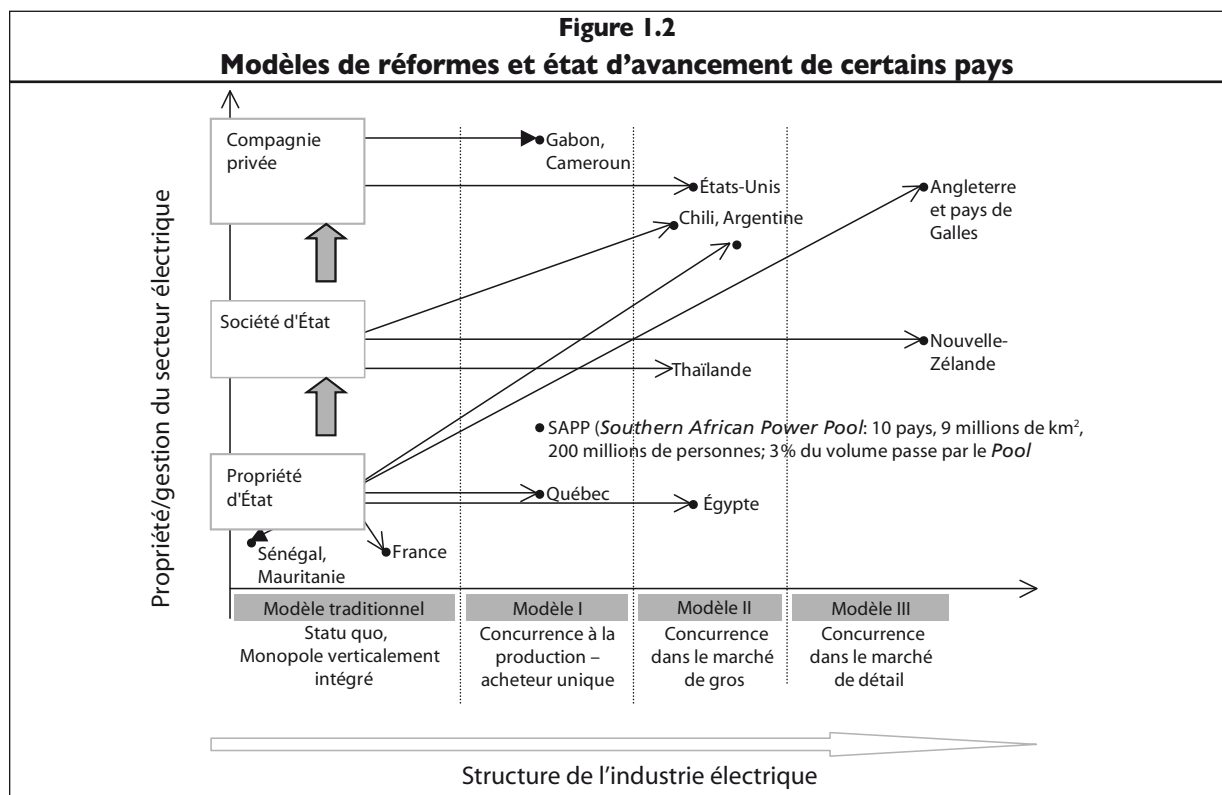
Étant donné la nature des marchés électriques, force est de constater que, dans la plupart des modèles utilisés pour restructurer l'industrie, l'information reste tout de même asymétrique. Par conséquent, le pouvoir de marché est, de façon inhérente, présent, même dans les marchés électriques restructurés. L'agence de réglementation est alors appelée à exercer le plus de vigilance possible, afin de prévenir l'exercice d'un pouvoir de monopole par certaines

entreprises. La présentation des modèles de restructuration qui suit met l'accent sur ces points importants, afin de sensibiliser les agences de réglementation aux subtilités de chaque modèle.

Les modèles de restructuration du secteur électrique peuvent être regroupés dans trois catégories majeures :

- le modèle de l'acheteur unique;
- le modèle de concurrence au niveau de gros;
- le modèle de concurrence au niveau de détail.

Chaque modèle a ses mérites et peut être plus ou moins approprié, selon les objectifs et la capacité du pays d'organiser le marché selon les exigences du modèle. La figure 1.2 indique les modèles de réformes et l'état d'avancement de certains pays. La structure de marché est indiquée sur l'axe horizontal, tandis que le niveau de privatisation (participation et gestion privée du secteur électrique) est indiqué sur l'axe vertical.





## Modèle I

À vrai dire, le modèle de réorganisation du marché électrique le plus simple est celui de l'acheteur unique, communément appelé modèle I. Selon ce modèle, l'opérateur historique demeure toujours le propriétaire unique des trois segments du marché : la production, le transport et la distribution d'électricité. Le marché de production de l'énergie s'ouvre à des nouveaux entrants qui, eux, peuvent produire de l'électricité grâce à des contrats à long terme avec l'opérateur historique, qui est le seul acheteur de la nouvelle production électrique. Ces nouveaux producteurs, communément appelés « producteurs indépendants », peuvent soumissionner de façon compétitive afin d'assurer un marché pour leurs ventes auprès de l'opérateur historique. D'après ce modèle, le consommateur reste toujours captif et seulement la production indépendante est assujettie aux forces du marché. Étant donné que c'est seulement la nouvelle production électrique qui est assujettie à la concurrence, c'est seulement cette production qui pourrait être produite de façon plus efficace. Par conséquent, ce modèle introduit des efficacités sur le plan de la *nouvelle production indépendante*. La production électrique par l'opérateur historique peut continuer d'afficher certaines inefficacités du passé.

Le régulateur a un rôle important à jouer dans ce marché. D'une part, il doit gérer les risques auxquels font face les producteurs indépendants et l'opérateur historique et, d'autre part, il doit répartir le risque entre les différents joueurs. Le risque d'affaires, auquel font face les producteurs indépendants, ne peut pas être éliminé et il est inhérent dans ce type de marché. Ceci réduit considérablement la capacité de l'opérateur historique de planifier ses tâches convenablement en l'absence de producteurs indépendants fiables. L'agence de réglementation doit considérer à la fois comment réduire le risque et comment le répartir entre les joueurs afin d'assurer un fonctionnement lisse du marché, sans soubresauts majeurs. Le régulateur doit administrer toutes les soumissions et il doit planifier la production

électrique. De plus, le régulateur définit, contrôle et fait respecter les termes et les conditions qui régissent les contrats d'achat à long terme ainsi que la solvabilité des vendeurs et de l'acheteur, et il lui faut trouver des formes alternatives de garantie de crédit de l'acheteur.

Ce modèle est pertinemment approprié pour plusieurs pays au début de leurs réformes électriques. C'est une approche graduelle de l'introduction de la concurrence et une façon d'augmenter la capacité de production en utilisant des capitaux privés. Pour les pays qui se trouvent avec une pénurie de ressources financières qui les empêche d'investir pour augmenter la desserte électrique, le modèle de l'acheteur unique s'avère un bon moyen pour atteindre ces objectifs. Ce modèle n'augmente pas nécessairement l'efficacité de la production existante ; il introduit plutôt des améliorations en ce qui concerne la nouvelle production uniquement. De plus, si l'agence de réglementation n'exerce pas bien ses tâches d'allocation et de diminution du risque qui surgit à cause de l'existence des contrats à long terme, les réformes peuvent même s'avérer nuisibles à plus long terme.

Le problème du *hold-up* est toujours présent dans ce modèle. En l'absence d'un cadre réglementaire approprié, les producteurs indépendants risquent de se trouver dans une situation de faiblesse vis-à-vis l'opérateur historique. En effet, l'opérateur historique, étant en position de monopsonne (acheteur unique), peut exercer son pouvoir de plusieurs façons. Soit qu'il demande une renégociation des contrats, soit qu'il impose ses propres prix d'achat aux producteurs indépendants. Peu importe la stratégie de l'opérateur historique, les producteurs indépendants restent prisonniers, car ils ne peuvent pas défaire leurs investissements en infrastructure (irréversibilité des investissements). En l'absence d'autres options, les producteurs indépendants doivent se plier aux exigences du monopsonneur ou fermer carrément leurs portes. L'agence de réglementation doit avoir la juridiction et la capacité de faire respecter les contrats pour atténuer ainsi les risques inhérents qui découlent de cette organisation du marché.



## Modèle II

Le modèle II est une structure organisationnelle plus complexe dans laquelle on trouve la concurrence au niveau du marché de gros. L'opérateur historique détient le transport et la distribution de l'électricité, tandis que la nouvelle production électrique ainsi que la production de l'opérateur historique sont assujetties à la concurrence. La nouvelle entité créée a le statut d'utilité publique, mais elle n'a aucun lien avec les nouveaux producteurs d'électricité, incluant sa propre ex-division de production. La nouvelle entité continue d'être le seul acheteur de l'électricité et le seul distributeur au marché de détail. La restructuration du secteur se concentre alors au niveau de la partie potentiellement concurrentielle, en l'occurrence le segment de la production d'électricité.

L'agence de réglementation a un rôle formidable à accomplir dans cette structure de marché. Elle a besoin de créer les institutions et les règles afin d'assurer un marché efficace sur le plan de la production de l'électricité. Ce modèle est très pertinent lorsque le pays vise à offrir des incitations appropriées pour l'expansion et le bon fonctionnement de son réseau électrique. Cette structure libère l'État de sa fonction propriétaire – opérateur du réseau électrique – et lui permet de se concentrer sur l'amélioration de son système de transport et de distribution de l'électricité. Cette structure facilite la tâche des entreprises dans leur démarche de recherche du financement dans les marchés des capitaux et permet ainsi de financer leurs projets d'expansion de leur capacité de production à un coût compétitif.

Le modèle de concurrence, dans le marché de gros, est quand même plus complexe et plus difficile à gérer par les agences de réglementation, surtout celles qui sont nouvellement créées et qui manquent d'expérience. La volatilité, dans les prix de l'électricité, est une caractéristique importante de ce marché et ceci peut créer des problèmes, même dans les pays développés qui sont mieux équipés pour faire face à des fluctuations dans les prix et dans les risques. De plus, même si la structure de marché en ce qui concerne la production est concurrentielle, le risque d'exercer un pouvoir de marché est élevé,

surtout pendant les heures de pointe. Durant ces périodes, même les petits producteurs peuvent exercer leur pouvoir de marché. Normalement, le comportement des petits producteurs est négligé dans les structures des marchés semblables autres que celui de l'électricité. Dans les marchés oligopolistiques avec la présence d'un groupe de petits producteurs, le pouvoir de marché réside dans les entreprises de grande taille, surtout lorsqu'il n'y a pas de goulot d'étranglement qui provient de la capacité de production limitée. Mais dans le cas de l'industrie électrique, ce sont les petits producteurs qui jouent le rôle du dernier recours lorsque la capacité est utilisée pleinement et que le service doit être fourni dans des conditions plutôt difficiles. Dans ce cas, les petits producteurs peuvent agir seuls ou en groupe et exercer leur pouvoir de monopole. Le résultat peut être désastreux sur les prix et éventuellement sur la rentabilité et la viabilité du réseau, surtout pour l'entreprise qui assure le transport et la distribution de l'électricité. Les réformes sont alors compromises et l'atteinte des efficacités serait un objectif non réalisable.

Le modèle II, en introduisant de la concurrence dans le marché de gros, rend en réalité la structure industrielle du secteur électrique plus complexe et plus difficile à gérer, surtout lorsque les agences de réglementation sont tout à fait néophytes et manquent d'expérience. Il y a peu de pays africains qui ont opté pour ce modèle, reconnaissant ainsi la fragilité de leurs institutions réglementaires et le manque d'une structure institutionnelle adéquate pour faire face aux problèmes de concurrence et de pouvoir de marché qui surgissent avec ce modèle.

## Modèle III

La structure du marché électrique peut prendre une forme encore plus concurrentielle en introduisant de la concurrence au niveau du marché de détail. Cette forme organisationnelle rend apparemment le marché plus transparent et réduit les exigences réglementaires, car c'est la concurrence qui discipline le marché et non pas l'agence de réglementation. Dans ce modèle, l'utilité publique n'est plus l'acheteur unique. Elle opère le transport et la distribution de l'électricité; elle

est obligée de permettre aux entreprises concurrentes de se connecter au réseau, mais elle n'a pas l'obligation de servir. Les clients achètent l'électricité d'une multitude de fournisseurs qu'ils choisissent eux-mêmes. Normalement, lorsque la concurrence est présente, le rôle du régulateur est réduit. Dans le cas du marché électrique, son organisation comme marché purement concurrentiel devrait en principe réduire le besoin d'établir une agence de réglementation. Dans la pratique, l'agence de réglementation est nécessaire, même dans cette structure de marché, surtout lors de la transition d'une structure à une autre, car le nombre de joueurs est toujours limité et les problèmes de concurrence sont toujours présents.

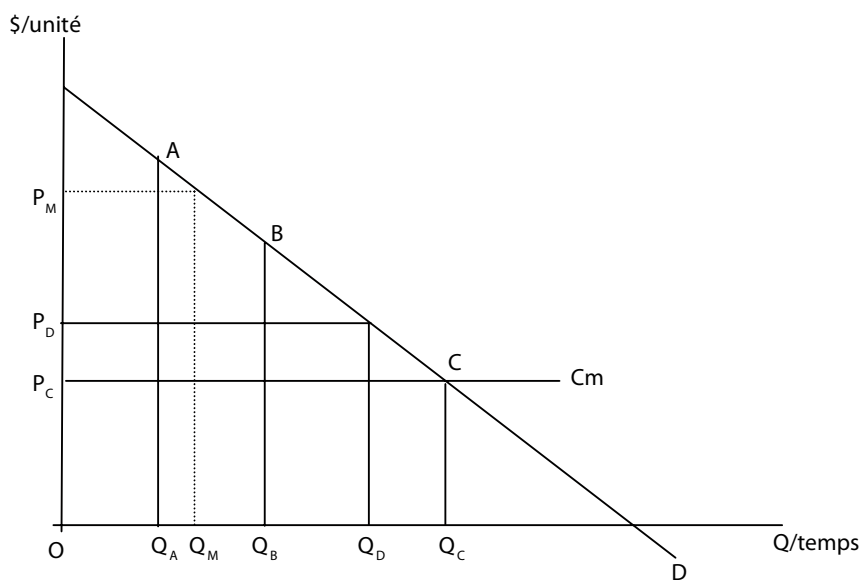
L'agence de réglementation doit veiller à la création des institutions et des structures de marché qui contribuent à l'intensification de la concurrence et qui assurent un bon fonctionnement de l'industrie. Le marché ainsi créé doit être en mesure d'offrir des choix aux consommateurs à des prix abordables et des services d'une qualité donnée. Le marché doit aussi être capable d'offrir un réseau électrique fiable et sécurisé. Le régulateur, même s'il ne réglemente pas

les prix dans le segment de production électrique, est quand même obligé d'exercer ses fonctions dans plusieurs domaines, comme d'assurer un accès ouvert au réseau, de limiter l'exercice de pouvoir de marché, et d'assurer l'existence des forces du marché et leur bon fonctionnement. Étant donné les exigences de ce modèle, peu de pays l'ont choisi. Les quelques expériences pratiques indiquent, cependant, que ce modèle peut s'avérer utile pour certains pays. Les pays africains n'ayant pas beaucoup d'expérience avec le fonctionnement des marchés concurrentiels peuvent se heurter à des problèmes graves avec ce modèle.

### Structure organisationnelle et exercice du pouvoir de marché

Il est important de souligner que peu importe la structure organisationnelle du marché électrique, l'exercice du pouvoir de marché demeure un des problèmes majeurs. Les agences de réglementation doivent être vigilantes et exercer leurs fonctions avec le plus de rigueur possible afin de pouvoir protéger le consommateur et de promouvoir le bien-être social. Les agences de réglementation doivent s'outiller

**Figure 1.3**  
**Comportement à la Cournot dans le marché électrique –**  
**Situation d'équilibre**



adéquatement afin de pouvoir surveiller les marchés restructurés. D'ailleurs, le pouvoir de marché prend sa forme la plus cruelle lors des heures de pointe. Pendant cette période, les prix peuvent grimper de façon exorbitante et les utilisateurs de l'électricité se font exploiter par les producteurs. De toute évidence, étant donné la nature du marché électrique, les prix ne peuvent être ceux de la concurrence. Le mieux que l'on peut anticiper est d'avoir des prix à mi-chemin entre la concurrence et le monopole. Ce résultat est connu des économistes depuis longtemps. Dans les structures industrielles semblables à celles du marché électrique, le comportement le plus probable qui surgit entre les firmes est celui de Cournot. Le graphique ci-dessous peut illustrer un tel comportement et les résultats qui s'ensuivent.

Le comportement à la Cournot est mieux illustré lorsqu'il y a deux producteurs (duopole) d'électricité dans le marché, le producteur A et le producteur B. Soit  $D$ , la demande pour l'électricité, et  $Q_A$ , la quantité produite par le producteur A. Lorsque le producteur B décide combien de kWh il produira, il assume que la quantité produite par le producteur A restera au même niveau que la dernière fois, c'est-à-dire  $Q_A$ . Par conséquent, la quantité au-delà de  $Q_A$  est considérée comme le marché pour le producteur B et par conséquent la firme B se comporte comme un monopoleur pour ce segment de marché. Si le producteur A considère que la production du producteur B demeurera à son niveau actuel ( $Q_B$ ), il produira en fonction de cette quantité et la production totale dans le marché exercera une pression vers le bas jusqu'à l'équilibre (point de maximisation de leur profit). Le prix d'équilibre du duopole qui en résulte ( $P_D$ ) est plus bas que le prix de monopole ( $P_M$ ), mais plus élevé que le prix de concurrence ( $P_C$ ). La quantité d'équilibre du duopole ( $Q_D = Q_A + Q_B$ ), quant à elle, est plus grande que la quantité de monopole ( $Q_M$ ), mais plus petite que la quantité de concurrence ( $Q_C$ )<sup>3</sup>. Le comportement à la Cournot des producteurs indépendants d'électricité n'arrive pas à produire les résultats de la concurrence, mais les résultats sont tout

de même nettement supérieurs par rapport à ceux obtenus par un monopole sans réglementation.

Plusieurs pays en Afrique ont un marché d'électricité très limité. Par conséquent, le nombre de joueurs ne peut être très élevé. Le meilleur comportement anticipé peut être, au mieux, celui de Cournot. Par conséquent, les prix seront plus élevés que ceux de la concurrence et le taux de desserte électrique, quoique meilleur que dans le cas du monopole, sera inférieur par rapport à la concurrence. Dans la mesure où les firmes s'entendent entre elles et forment un cartel (collusion), le résultat sera identique à celui du monopole. L'agence de réglementation a alors un rôle de vigilance important à jouer.

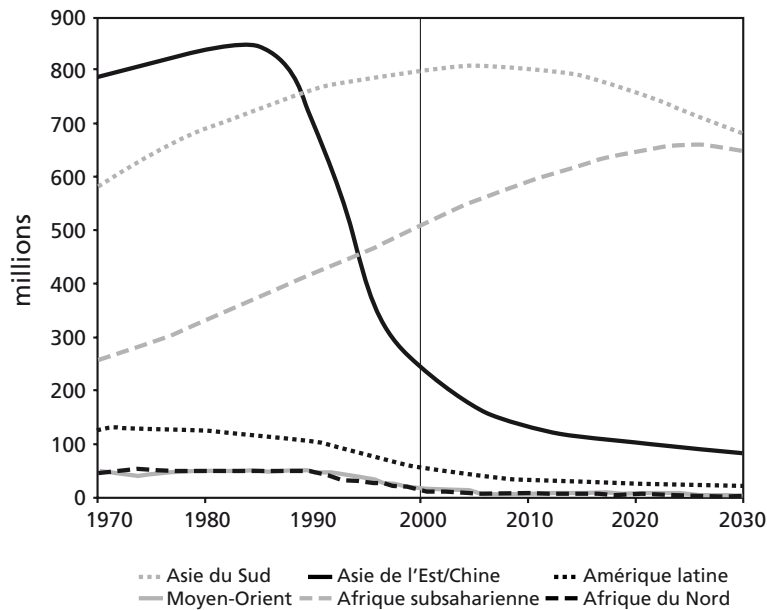
### Impacts des réformes structurelles dans les pays africains

La performance des pays de l'Afrique dans le domaine des réformes du secteur électrique laisse à désirer. Malgré les efforts notables de restructuration, force est de constater que, dans l'ensemble, l'Afrique subsaharienne est la région la plus défavorisée. À vrai dire, elle a connu la pire performance pour ce qui est de l'électrification, malgré les réformes. Bien que certains pays aient réussi à réduire le nombre de personnes sans électricité, notamment en Asie de l'Est et en Chine, en Afrique subsaharienne, le taux de réussite est plutôt négatif. Tel qu'indiqué dans la figure 1.4, il y a eu, en Afrique subsaharienne, une nette augmentation du nombre de personnes sans électricité. Les projections de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) indiquent aussi que ce nombre restera très élevé jusqu'à l'an 2030, quoiqu'il y aura un fléchissement mineur à partir de 2020. Il faut mentionner que les réformes structurelles ont été entreprises plus tardivement par les pays d'Afrique subsaharienne par rapport aux autres pays.

Plusieurs spécialistes ont critiqué les réformes du secteur électrique entreprises par des pays africains. Les critiques ont surtout trait à la polarisation qui a résulté de ces réformes. Dans les pays où les réformes furent un succès, les disparités entre électrification urbaine et rurale se sont accentuées. Les réformes ont

3. On assume que le coût marginal est le même pour les deux entreprises ( $C_{m_A} = C_{m_B} = C_m$ ).

**Figure I.4**  
**Nombre de personnes sans électricité, 1970-2030**



Source: C. Mandil, The International Energy Agency and Africa. International Energy Agency, 2003  
 [http://www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/papers/2003/african\_energy.pdf].

même contribué à augmenter la richesse de certains au détriment de la majorité de la population. Dans d'autres pays, les réformes n'ont rien donné, car les autorités n'ont même pas réussi la première étape de la restructuration, à savoir la privatisation de l'opérateur historique. Dans certains pays, les plans de privatisation ont même été abandonnés.

Le Sénégal et la Mauritanie sont les deux pays qui ont connu le plus de difficultés au plan de la privatisation. Le Sénégal a commencé son plan de restructuration et de privatisation de l'opérateur historique, Senelec, en 1998. Après avoir créé la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité, en 1999, le gouvernement a commencé le processus de privatisation de Senelec. Un consortium constitué d'intérêts français et québécois (Elyo, une filiale de la Suez Lyonnaise des Eaux et Hydro-Québec) a acquis 34% des actions de Senelec, tandis que les employés de la compagnie recevaient 10% des actions et que 15% étaient acquises par le secteur privé local. Le reste des actions a été acquis par le gouvernement sénégalais qui devenait *de facto*

actionnaire majoritaire. Cependant, la gestion de la nouvelle entreprise a été déléguée au consortium privé. Cette privatisation n'a pas pu atteindre des objectifs à court terme d'augmentation de la capacité de production et d'électrification urbaine et rurale. La demande étant toujours plus grande que l'offre d'électricité, les pannes électriques devenaient de plus en plus longues. La pénurie d'électricité qui s'en est suivie et la détérioration de la qualité du service étaient des facteurs assez importants pour inciter le gouvernement à nationaliser l'industrie électrique à peine 20 mois après sa privatisation. En 2001, le gouvernement a tenté de privatiser Senelec à nouveau, mais malheureusement il n'a pas eu beaucoup de succès, malgré que deux compagnies étrangères (Vivendi de France et AES des États-Unis) ont manifesté un intérêt. La crise boursière a eu un impact négatif sur la capacité des firmes privées de financer l'acquisition de Senelec et le gouvernement a décidé d'annuler la privatisation de la firme et de procéder rapidement à l'acquisition de deux génératrices de 15 MW afin de pallier la pénurie d'électricité qui devenait de plus en plus aiguë.

La Mauritanie a eu une expérience semblable à celle du Sénégal. Après avoir ouvert le processus de privatisation de Somelec<sup>4</sup>, en 2001, le gouvernement mauritanien s'est trouvé dans une situation désagréable, étant même obligé d'annuler la privatisation. En effet, quatre compagnies étrangères (Vivendi, EDF, Hydro-Québec et ONE) ont manifesté un intérêt à acquérir Somelec, mais toutes se sont retirées au début de 2002, à l'exception de l'ONE du Maroc. L'offre marocaine étant jugée trop faible pour les intérêts de la Mauritanie, cette dernière a négocié, avec la Banque mondiale, l'annulation de la privatisation.

Le manque d'intérêts privés pour la privatisation de Somelec montre clairement que les systèmes électriques en Afrique sont insuffisants et souffrent d'une carence chronique d'investissements qui a comme conséquence de les rendre moins attrayants pour les investisseurs privés, d'autant plus que le système de réglementation de ces pays et les procédures de résolution des disputes sont très complexes et parfois arbitraires. Ces caractéristiques institutionnelles et industrielles, conjuguées avec le refus de certains pays de garantir un rendement adéquat aux investissements privés (le cas de la Mauritanie est éloquent), décourage les intérêts privés à faire les investissements nécessaires pour combler la pénurie en électricité dans ces pays.

Dans les deux cas mentionnés plus haut, le modèle de restructuration choisi était celui nommé « modèle I ». Mais, comme il a été mentionné plus haut, la restructuration de l'industrie requiert aussi une restructuration préalable des institutions. Les mécanismes de résolution des conflits, les systèmes réglementaires à adopter et les règles de fonctionnement des marchés restructurés doivent être cohérents avec la philosophie de l'économie de marché et bien articulés autour d'un modèle bien examiné et testé ailleurs. Les objectifs, tels que l'amélioration de la performance de l'industrie électrique, des prix plus bas, le choix du consommateur, la sécurité du réseau

électrique, la garantie d'approvisionnement et le développement du réseau sans répercussions environnementales négatives, peuvent être réalisés à l'intérieur d'un cadre réglementaire approprié et de la création d'un marché électrique qui fonctionnerait bien sous les nouvelles conditions des marchés concurrentiels.

Les réformes structurelles en Afrique subsaharienne ne sont pas toutes des échecs. Certains pays, notamment le Cameroun et le Gabon, ont connu un certain succès, mais encore là des problèmes majeurs d'électrification et de sécurité d'approvisionnement persistent. En effet, la privatisation de la Sonel (Société Nationale d'Électricité du Cameroun), en 2001<sup>5</sup>, a contribué à augmenter la capacité électrique du pays, mais sans que les bénéfices d'investissements additionnels soient sentis par les consommateurs. Au contraire, les pannes électriques se sont intensifiées et les prix de l'électricité ont augmenté de 10 % depuis la privatisation. La compagnie américaine AES a payé 69 millions de dollars pour acquérir 56 % des actions de la Sonel, en 2001, et elle a obtenu pleine responsabilité de la gestion de trois segments du marché, à savoir la production, le transport et la distribution de l'électricité pour une période de 20 ans. Avec un bas taux d'électrification, il n'est pas surprenant d'imaginer qu'une augmentation de la desserte électrique doit faire partie des clauses de son cahier de charges. En effet, l'objectif à atteindre était l'électrification d'un million d'abonnés (le nombre total d'abonnés était de 400 000 avant la privatisation). La sécheresse qui a suivi la privatisation a fait en sorte que les réserves en eau ont diminué rapidement et une pénurie électrique s'en est suivie<sup>6</sup>. La privatisation n'a pas donné des incitatifs pour investir dans les sources alternatives de production électrique. La production thermique étant très coûteuse par rapport à la production hydro-électrique, elle a été écartée des plans de développement des sources alternatives d'énergie.

4. C'était la Banque mondiale qui avait exigé la privatisation de Somelec. La privatisation devenait une condition *sine qua non* pour que la Banque mondiale accepte une réduction de la dette de la Mauritanie sous la clause de « l'initiative de pays hautement endettés ».

5. L'agence de réglementation, ARSEL, a été créée en juin 1999.

6. Le Cameroun dépend entièrement des réserves en eau pour sa production électrique. En effet, 90 % de sa production est d'origine hydro-électrique.

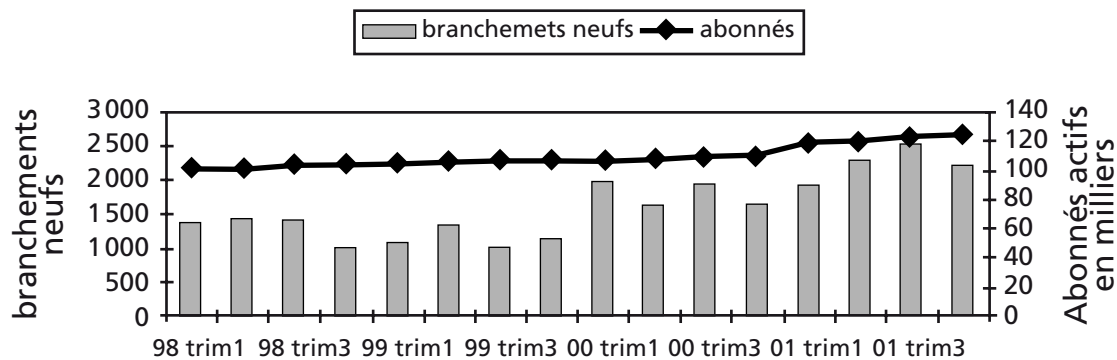


Apparemment, le Cameroun a besoin d'un investissement de 500 millions de dollars au cours des cinq prochaines années pour assurer le service aux abonnés actuels. Malgré ses efforts pour trouver du financement dans les marchés boursiers locaux et internationaux, de toute évidence, l'AES sera incapable de mobiliser tous ces fonds. Il y a donc de plus en plus de questions concernant la capacité du secteur privé de résoudre les problèmes de sous-investissement du secteur électrique dans les pays en développement. À vrai dire, les besoins sont énormes car, d'une part, dans la plupart de ces pays, la demande pour l'électricité augmente à des rythmes très élevés (de 5 % à 9 % par an) et, d'autre part, le système d'infrastructures laisse à désirer. Même si les entreprises deviennent plus efficaces, diminuent leurs coûts de production et augmentent les prix, les revenus additionnels restent insuffisants pour investir dans le réseau. Ceci est dû au fait que les compagnies électriques fonctionnaient, dans le régime précédent, comme un département dans la fonction publique. Les compagnies électriques comptaient trop d'employés, et étaient la plupart du temps inefficaces, garantissant un travail à vie avec beaucoup de complaisance.

Le Gabon a eu une expérience plus positive que le Cameroun, mais là aussi la situation n'est pas parfaite. Le plan de privatisation du Gabon était assez original. L'originalité résidait dans le fait qu'un contrat de concession a été signé, en 1997, avec la compagnie française Vivendi pour 51 % des actions de la SEEG (Société d'Énergie et d'Eau du Gabon). Le gouvernement vendait, du même coup, sa compagnie publique de distribution de l'eau et obligeait Vivendi à vendre les deux services à travers le pays durant son contrat de concession (d'une durée de 20 ans). Les subventions croisées ont été maintenues et la compagnie privée réalise la majorité de ses revenus dans deux villes principales du Gabon (Libreville et Port-Gentil), et elle subventionne le reste du pays. La nouvelle entité est beaucoup plus productive qu'avant, et elle est capable de réaliser des économies et de réduire ses coûts grâce au partage des ressources. Cependant, les économies dans les coûts ne se sont pas traduites nécessairement par des prix plus bas pour le consommateur et les investissements en infrastructure prévus dans 15 régions isolées n'ont jamais été matérialisés, malgré qu'ils soient écrits explicitement dans le cahier des charges<sup>7</sup>.

7. L'échéancier pour les investissements en infrastructure était l'an 2000, mais les investissements en région n'ont pas été faits.

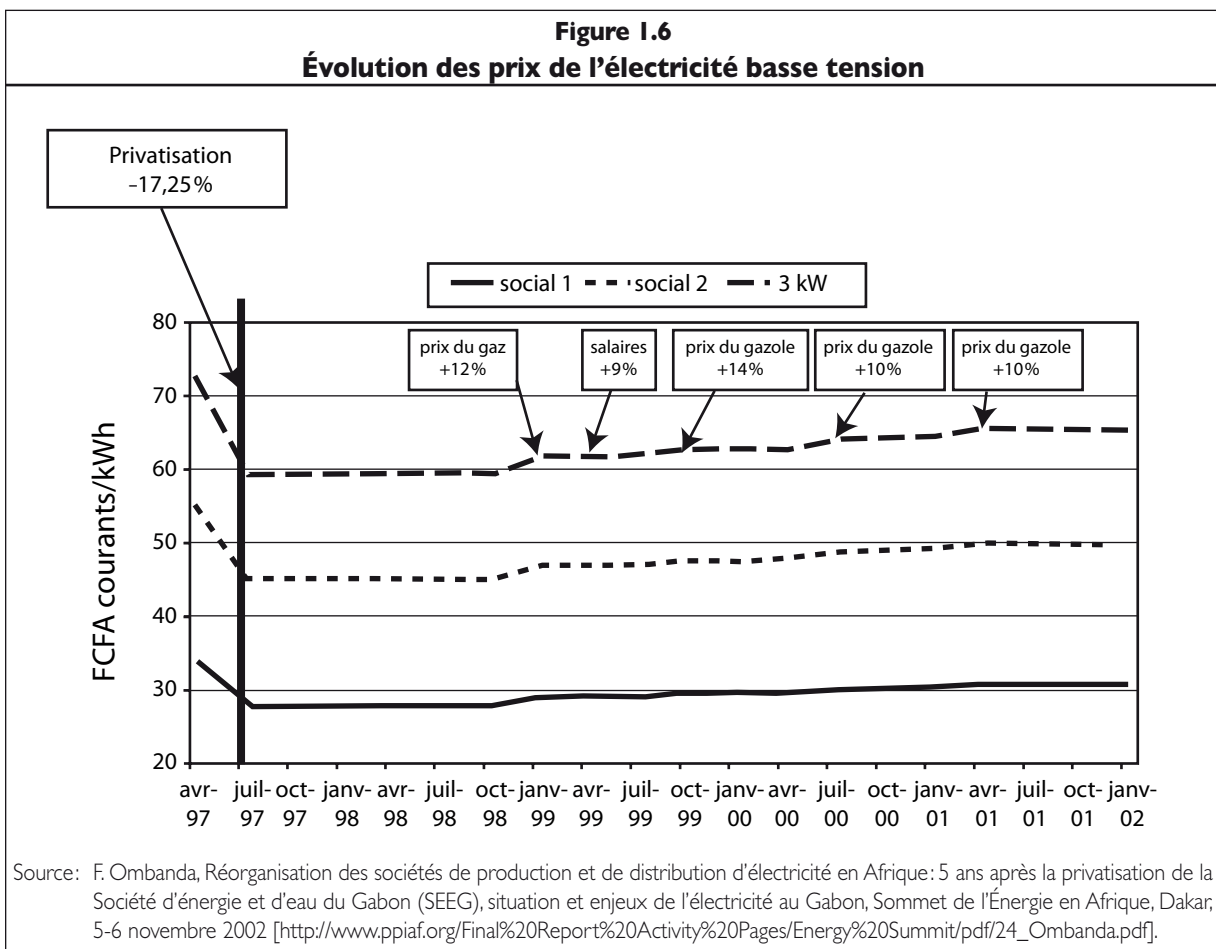
**Figure I.5**  
**Évolution de la desserte en électricité au Gabon**



Source: F. Ombanda, Réorganisation des sociétés de production et de distribution d'électricité en Afrique: 5 ans après la privatisation de la Société d'énergie et d'eau du Gabon (SEEG), situation et enjeux de l'électricité au Gabon, Sommet de l'Énergie en Afrique, Dakar, 5-6 novembre 2002 [[http://www.ppiaf.org/Final%20Report%20Activity%20Pages/Energy%20Summit/pdf/24\\_Ombanda.pdf](http://www.ppiaf.org/Final%20Report%20Activity%20Pages/Energy%20Summit/pdf/24_Ombanda.pdf)].

Néanmoins, la compagnie paie des généreux dividendes tous les ans depuis sa privatisation. Le dividende a augmenté de 6,5 % en 1998 à 20 % en 2000. La qualité du service a augmenté dans plusieurs régions urbaines. Par contre, la qualité du service dans d'autres régions, particulièrement dans les régions rurales, a fait peu de progrès. Les régions non desservies avant la privatisation restent, dans la majorité des cas, non desservies, malgré la privatisation. Le coût pour étendre le service dans les régions étant très élevé, les compagnies privées, cherchant la rentabilité, ont tendance à se concentrer dans les marchés les plus lucratifs. La question posée précédemment, à savoir si les compagnies privées seules sont en mesure de faire des investissements en infrastructure, est pertinente, comme le cas du Cameroun et celui du Gabon (et d'autres pays) le démontrent clairement.

La figure 1.6 indique l'évolution tarifaire au Gabon depuis la privatisation. Au moment de la privatisation, les prix ont baissé de 17,25 %, pour commencer ensuite à augmenter à peine un an plus tard. Cette augmentation est principalement due à l'augmentation dans les prix d'intrants (augmentations salariales importantes, augmentations dans les prix du gaz et du mazout, etc.). Il est difficile, cependant, de savoir si la compagnie a réussi à réaliser des gains de productivité importants après sa privatisation et si elle aurait pu, grâce à ces gains, éviter les augmentations tarifaires. Il est par contre possible de dire, sans prendre trop de risques, que l'augmentation généreuse des dividendes a pu se faire grâce aux gains de productivité.



La compagnie cherche l'équilibre entre la satisfaction des intérêts de ses clients et ceux de ses actionnaires. Cependant, pour faire une évaluation plus objective de la performance de l'entreprise, nous avons besoin de données sur une plus longue période. Il est trop tôt pour dire si le secteur électrique au Gabon pourrait échapper à ce qui s'est passé dans les autres pays subsahariens ayant expérimenté les réformes.

## Conclusion et recommandations

À l'instar des pays industrialisés, les pays de l'Afrique subsaharienne ont procédé à des réformes de leur secteur électrique relativement tard par rapport à d'autres pays en développement. Le choix du modèle joue un rôle prépondérant dans la réussite des politiques de restructuration et une réforme plus approfondie des institutions de chaque pays contribuera davantage au bon fonctionnement des secteurs restructurés.

L'industrie électrique de l'Afrique subsaharienne souffre d'un manque chronique de capacité. Les problèmes du secteur, tels que les pénuries d'électricité, la mauvaise qualité du service, les faibles niveaux de desserte, l'inadéquation des prix par rapport aux coûts de production et l'incapacité de l'État de financer et de gérer ce secteur, ont contribué à la recherche de solutions audacieuses pour l'Afrique, telles que la privatisation, les contrats de concession et la gestion privée de l'opérateur historique. La plupart des pays ont choisi le modèle I de restructuration du secteur électrique, mais cela a eu un succès mitigé. Certains pays n'ont même pas réussi à privatiser leur opérateur historique et d'autres, qui ont fait des privatisations, se sont trouvés dans des situations indésirables (faible taux d'électrification malgré la privatisation, prix plus élevés et pénuries d'électricité persistantes).

Les entreprises privées doivent investir des sommes substantielles pour pallier les problèmes actuels du secteur, mais leur capacité de le faire est de plus en plus remise en question. Même dans le cas des pays qui ont connu un succès relatif (le Gabon,

par exemple), l'électrification rurale laisse à désirer et, malgré la privatisation, l'investissement en infrastructure promis est loin d'être réalisé. Une participation de l'État ou d'une instance créée spécialement pour veiller à contrer les problèmes qui surgissent après la privatisation peut être nécessaire dans le cas des pays de l'Afrique subsaharienne.

## Bibliographie

- Brahmbhatt, M. et U. Dadush, «Disparities in Global Integration», *Finance and Development*, Septembre 1996.
- Fare, R., Grosskopf, K. et Lovell, C. A., «The Measurement of Efficiency of Production», *Studies in Productivity Analysis*, Boston, Kluwer, 1985.
- Girod, J., «Le développement énergétique en Afrique Subsaharienne: après l'ère des réformes», IEPE/CNRS, 2000.
- Hawdon, D., «Performance of Power Sectors in Developing Countries: A Study of Efficiency and World Bank Policy Using Data Envelopment Analysis», 1996.
- Newbery, D.M., *Privatisation, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, MIT Press, Cambridge, 1999.
- Takata, Y., «Globalisation, Poverty and Inequality in Sub-Saharan Africa: A Political Economy Appraisal», OECD Development Centre, Technical Paper n° 183, 2001.
- Waddams, P., Bagdadioglun et Weyman-Jones, T., «Efficiency and Ownership in Electricity Distribution: A Non Parametric Model of the Turkish Experience», *Energy Economics*, n° 18, 1996.





# Les réformes électriques de première génération en Afrique subsaharienne francophone: entre efficacité économique et acceptabilité sociale\*

Flavien TCHAPGA, Ph. D.

Enseignant et Directeur pédagogique

I2M SupdeCo Caraïbes, Pointe-à-Pitre, France

## Introduction

L'objectif de ce papier est de fournir un cadre d'interprétation des réformes électriques qui ont émergé dans les pays francophones d'Afrique subsaharienne pour la période allant de 1990 à 2002. Les pays francophones d'Afrique subsaharienne ont progressivement engagé la réforme de leur industrie électrique respective. La première expérience a été conduite par la Côte d'Ivoire en 1990. Ces premières réformes ont cherché, d'une part, à redéfinir l'action des États dans le secteur et, d'autre part, à organiser l'intervention des acteurs privés. Depuis quelques années, les politiques sectorielles dans cette sous-région visent le renforcement de la coopération énergétique. La création de pools énergétiques intégrés, qui en constituent le support, suggère un passage à une nouvelle génération des réformes.

Si une génération de réformes peut être identifiée à travers l'adéquation entre la logique de modification des règles et les principaux objectifs recherchés, il apparaît que deux générations de réformes électriques se sont succédé dans les pays francophones d'Afrique subsaharienne. La première génération a couvert la période allant de 1990 à 2002. Les transformations institutionnelles envisagées dans ce contexte ont eu pour particularité d'être limitées aux espaces nationaux respectifs. La seconde génération des réformes, qu'on peut chronologiquement situer en 2002, s'inscrit davantage dans un espace sous-régional. Elle commence avec le lancement du pool

énergétique de la CEDEAO (créé en 1999), et se poursuit avec l'accord signé en 2003 pour la création du Pool Énergétique d'Afrique centrale.

L'intérêt des pools énergétiques est d'envisager l'optimisation du fonctionnement du secteur sur un espace géographique élargi. Les pools énergétiques organiseront les échanges d'électricité entre des parcs de centrales de composition différente. Ils permettront, premièrement, de tirer parti des coûts de production différents et, deuxièmement, d'optimiser la programmation des investissements. Toutefois, l'efficacité des pools énergétiques sera déterminée par la réorganisation du secteur, héritée des réformes de première génération, toutes choses égales d'ailleurs. Le poids important des industries électriques dans les économies de la sous-région, notamment en termes d'emploi et d'investissement, suggère que les solutions organisationnelles qui ont émergé l'ont fait en raison de leur faisabilité. Il est donc nécessaire de s'intéresser aux logiques de définition de ces solutions. C'est l'objectif de ce papier.

Ce papier est organisé en quatre sections. Tout d'abord, les fondements de la réforme des industries électriques en Afrique subsaharienne sont rappelés. On verra que les difficultés de financement du modèle traditionnel ont été la principale raison des réformes de première génération. Dans la section «Le poids des spécificités des industries électriques de la sous-région sur l'adaptation des schémas de réforme», nous adoptons une démarche critique des prescriptions réformatrices s'appuyant sur la contestation de la théorie du monopole naturel pour délimiter le champ des solutions possibles. Du point de vue d'une réforme, une solution ne présente un intérêt que si elle peut être mise en œuvre. Par conséquent, la

\* Ce papier est un extrait de la thèse de doctorat soutenue à l'Université Paris 13 par l'auteur en juin 2002. Les commentaires de Chantal Guertin de l'IEPF ont permis d'en améliorer la lecture.

section «Le poids de l'environnement institutionnel sur la délimitation des choix faisables» s'appuie sur le rôle de l'environnement institutionnel, au sens où l'entendent les économistes néo-institutionnels, pour identifier les solutions faisables et le processus de leur construction. Puisque cette construction revient à gérer les conflits redistributifs qui naissent avec l'introduction des réformes, la section «L'atténuation des effets redistributifs à la base des choix organisationnels» discute du lien entre l'hybridation des modèles organisationnels qui ont émergé et la nécessité de nouveaux compromis sectoriels. L'opposition entre la logique économique et la logique de compromis nous permet de souligner, pour conclure, la nécessité d'une cohérence entre les deux générations des réformes électriques en Afrique subsaharienne.

### **Les difficultés de financement comme fondements de la réforme**

Les faibles performances des industries électriques des pays francophones d'Afrique subsaharienne ont été plusieurs fois décriées. Le manuel publié en 1993 par la Banque mondiale part de ce constat pour justifier l'inflexion de la politique de cet organisme en direction des secteurs électriques de la sous-région. Un aspect central de cette inflexion concerne la prescription des réformes sectorielles dont l'objectif sera, premièrement, d'ouvrir le secteur aux capitaux privés, deuxièmement, de réduire l'intervention de l'État et, troisièmement de confier la coordination sectorielle aux mécanismes de marché<sup>1</sup>. C'est à cette condition, est-il alors admis, que le secteur retrouvera les niveaux d'efficacité technique et économique comparables aux standards internationaux.

En effet, de nombreuses inefficacités de gestion des entreprises publiques d'électricité ont été relevées à partir de la fin des années 1980. Le contexte macro-économique national et international défavorable

avait alors donné du relief aux inefficacités de gestion auparavant occultées. En effet, le caractère excessif de l'endettement sectoriel est apparu au grand jour, ainsi que la faiblesse de la rentabilité financière et de l'autofinancement. Quel que soit l'indicateur de performance considéré, les niveaux atteints par les entreprises de la sous-région sont faibles dans la plupart des cas. Les pertes techniques sont partout supérieures à la norme sectorielle. La productivité du facteur travail est aussi inférieure au standard retenu par des organismes comme la Banque mondiale. Les performances non techniques (la performance commerciale, par exemple) ne se démarquent pas de cette tendance générale (Tchappa, 2002, ch. 2). Comme on pouvait s'y attendre, ces inefficacités microéconomiques ont entraîné une détérioration de la situation financière des entreprises électriques de la sous-région. D'autre part, la présence de l'État est apparue de plus en plus pesante puisqu'il a continué à assigner aux entreprises publiques d'électricité des missions non économiques, alors que les difficultés budgétaires ne lui permettaient plus de jouer complètement son rôle d'actionnaire.

Par ailleurs, les efforts de développement réalisés pendant presque deux décennies ont été certes importants, mais ils apparaissaient insuffisants au regard des niveaux d'accès à l'électricité encore faibles et au regard du taux de croissance anticipé de la demande. Les investissements nécessaires, toutes formes et tout segment compris en dehors des réseaux de distribution, étaient globalement évalués en 1990 à 8 milliards de dollars en montant annuel pour l'ensemble du continent africain.

Ce sont donc, d'une part, les difficultés de financement des industries électriques de la sous-région et, d'autre part, les exigences des bailleurs de fonds qui ont été à la base de l'engagement de nouvelles réformes sectorielles.

1. World Bank (1993), *The World Bank's role in the electric power sector*, «A world Bank policy paper», Washington D.C.; ESMAP (1996), «Symposium on power sector reform and efficiency improvement in sub-saharan Africa», Report n° 182/96, The World Bank.

## **Le poids des spécificités des industries électriques de la sous-région sur l'adaptation des schémas de réforme**

La recherche de solutions pour contourner les inefficiences opérationnelles et les difficultés de financement a été au cœur des réformes. Par conséquent, les leviers d'action à envisager étaient les principales sources d'efficacité microéconomique, à savoir, premièrement, la redéfinition du régime de propriété par la privatisation pour rétablir les incitations à l'efficacité productive et, deuxièmement, la modification de l'organisation industrielle par l'introduction de la concurrence pour l'efficacité allocative.

Ces deux leviers d'action font partie des trois dimensions des réformes électriques identifiées de longue date par les économistes, à savoir la privatisation, l'introduction de la concurrence et la réforme de la réglementation. Leur mise en œuvre a subi le poids des spécificités des industries électriques de la sous-région. Il s'agit, d'une part, de la taille des systèmes électriques et, d'autre part, du « compromis social » ayant caractérisé leur fonctionnement antérieur. Ces deux aspects sont analysés ici.

## **La concurrence radicale est contrainte par la taille des systèmes électriques**

Les industries électriques des pays francophones d'Afrique subsaharienne sont des systèmes de petite dimension. Les capacités installées se situent autour de 1 000 MW pour les plus grands. Il s'ensuit que le potentiel de développement du secteur est extrêmement élevé<sup>2</sup>. Au regard de ces spécificités, il n'est pas sûr que l'introduction de la concurrence et donc des marchés de gros ou de détail soit bénéfique, pour deux raisons :

2. Initialement estimée à 3,6% en moyenne pour la période 1990-2010, la croissance de la demande d'électricité a été révisée à la hausse avec l'amélioration relative de la situation économique des pays de la sous-région. On considère désormais que le taux de croissance en moyenne annuelle se situera autour de 5%, sinon plus.

1. Le modèle de concurrence introduit une incertitude dans le fonctionnement du secteur, notamment en matière de coordination entre les segments de la production et du transport. Il n'est pas sûr que les coûts de transaction qu'induit cette configuration du secteur soient inférieurs aux bénéfices à en attendre.
2. Il y a peu d'incitations à investir dans des actifs lourds puisque dans un cadre concurrentiel, leur rentabilisation n'est plus garantie, notamment en raison de l'incertitude sur le niveau des prix.

En définitive, dans des systèmes de petite dimension et à potentiel de croissance élevé, l'introduction de réformes concurrentielles semblables à celles qu'on observe dans certains pays industrialisés, notamment en Angleterre, ne garantit pas que les gains d'efficacité à court terme seront supérieurs aux coûts à long terme de ce mode d'organisation.

## **Le changement de régime de propriété est contraint par le compromis social antérieur**

Dans le cas des politiques de privatisation, la théorie économique prescrit implicitement un transfert des droits, en pleine propriété<sup>3</sup>, entre les deux régimes polaires de détention des droits que sont la propriété publique et la propriété privée. Ce raisonnement repose sur une hypothèse, elle aussi implicite, d'absence de résistance au transfert des droits, ce qui reste à démontrer lorsque la propriété publique pérennise une logique de compromis social dans les rapports économiques.

Pour comprendre la logique de compromis social, il faut la situer en perspective avec l'objectif élémentaire d'une entreprise. En effet, la fonction élémentaire d'une entreprise est de créer de la richesse pour ses propriétaires. Cet objectif nécessite que l'entreprise maximise son profit. Cela implique de donner une orientation d'efficacité productive aux choix de gestion. Bien sûr, la combinaison des

3. La pleine propriété renvoie à la détention de l'ensemble des prérogatives des droits de propriété sur les actifs. Voir Tchappa (2002) pour une analyse de cette notion.

ressources productives doit être optimale dans cette perspective. Cependant, cet objectif peut perdre la priorité au profit d'autres finalités dictées par l'environnement de l'entreprise, ou par la spécificité de son activité. C'est cet éloignement du principe d'efficacité microéconomique qui caractérise la logique du compromis social. Dans le cas des industries électriques d'Afrique subsaharienne, le compromis social antérieur avait ouvert la possibilité de poursuivre de nombreux objectifs (sociaux, politiques, industriels, etc.) souvent antagonistes, et pas toujours favorables à l'efficacité microéconomique. Deux caractéristiques des industries électriques paraissent renforcer la logique de compromis social: premièrement, elles sont traditionnellement considérées comme des activités stratégiques, ce qui veut dire qu'elles sont source d'externalités nettes positives pour le tissu économique et social et deuxièmement, elles sont le siège d'une quasi-rente importante en raison du statut de monopole.

Dans la mesure où le transfert des droits en pleine propriété revient à actionner l'ensemble des leviers incitatifs à l'efficacité productive, ce type de transfert remet nécessairement en cause le compromis social antérieur. Donc, il n'est pas certain que ce transfert soit mis en œuvre sans résistance, étant donné que la remise en cause du compromis social antérieur crée nécessairement des gagnants et des perdants. Par conséquent, les schémas de réforme théoriquement les plus efficaces d'un point de vue microéconomique ne sont pas forcément désirés. Ainsi, il est utile, voire nécessaire, de prendre en compte le poids de l'environnement institutionnel sur les choix à mettre en œuvre.

### **Le poids de l'environnement institutionnel sur la délimitation des choix faisables**

Les réformes économiques entraînent des coûts de transition ou d'ajustement des structures. Ces coûts peuvent être de nature diverse, et ils ne sont pas nécessairement supportés par les mêmes catégories d'acteurs. À titre d'illustration, l'objectif d'amélioration de la productivité du facteur travail a un

impact sur le bien-être des salariés des entreprises publiques d'électricité engagées dans un processus de réforme. De même, une politique de rééquilibrage tarifaire a un impact sur le bien-être de certaines catégories de consommateurs. Ce rééquilibrage peut aussi, le cas échéant, détériorer la compétitivité relative ou le développement des industries grosses consommatrices d'électricité, etc.

Pour ces différentes raisons, l'analyse de l'acceptabilité des réformes est apparue au moins aussi importante que l'analyse des réformes elles-mêmes (Libecap, 1989). L'acceptabilité des réformes renvoie à la nécessité de prendre en compte l'environnement social de leur mise en œuvre, et particulièrement les conditions d'adhésion des acteurs au processus. L'acceptabilité des réformes suppose donc que les choix à mettre en œuvre soient faisables au regard de leurs effets redistributifs immédiats sur le bien-être des différents acteurs. Après avoir identifié les acteurs des réformes du secteur électrique dans les pays francophones d'Afrique subsaharienne, leur attitude respective vis-à-vis des réformes sera analysée, notamment leur perception des effets redistributifs induits à court terme.

### **Environnement institutionnel et identification des acteurs de la réforme**

En s'inspirant de la démarche développée par North (1990), les acteurs d'une réforme peuvent être identifiés en partant de la définition de l'environnement institutionnel. L'environnement institutionnel renvoie aux dotations institutionnelles propres à un pays donné, à savoir le pouvoir législatif et exécutif, le pouvoir judiciaire, les coutumes, les capacités administratives. C'est à travers ces dotations que les changements de règles et leur mise en œuvre sont opérés. C'est pour cette raison que les développements théoriques ayant eu pour objet la démonstration de l'importance des règles dans la coordination économique ont conduit à faire de l'environnement institutionnel un déterminant central des réformes économiques (Levy et Spiller, 1994).

Selon la conceptualisation de North (1990), les composantes de l'environnement institutionnel ont été traditionnellement localisées à l'intérieur des frontières des économies nationales. Toutefois, dans le cas des pays francophones d'Afrique subsaharienne, les bailleurs de fonds internationaux (Banque mondiale et Fonds monétaire international) sont de fait des acteurs de la réforme, en raison des plans d'ajustement structurel dont ils ont l'initiative. Les composantes de l'environnement institutionnel sont donc à la fois les acteurs locaux (pouvoirs publics, syndicats, consommateurs/usagers) et les acteurs externes (bailleurs de fonds internationaux, consortiums d'offre de service). Ce sont donc les attitudes respectives de ces acteurs vis-à-vis du processus de réforme qu'il convient d'analyser.

### Anticipation des effets redistributifs du processus par les acteurs

D'une manière générale, l'ajustement des structures que met en œuvre une réforme modifie l'équilibre social antérieur au sein des secteurs économiques concernés. Il est donc générateur de frictions qui ne prédisposent pas les acteurs à une unicité de vue sur le processus, et donc sur leurs comportements respectifs. On peut déjà observer que les réformes électriques de première génération en Afrique subsaharienne francophone ont été confrontées à des résistances, ayant dans certains cas retardé l'engagement effectif des réformes (Tchapga, 2002). En effet, face à la « menace » de remise en cause du compromis social antérieur, la perception des effets redistributifs sur le bien-être respectif des acteurs a été un facteur déterminant de leur degré d'adhésion aux réformes.

1. Le rétablissement des équilibres financiers des entreprises électriques est un des objectifs assignés à la réforme. Cet objectif vise la diminution de l'encours de la dette sectorielle. Il est donc favorisé par les bailleurs de fonds internationaux. En effet, l'amélioration des performances financières permet aux bailleurs de fonds de rentabiliser leurs engagements antérieurs. L'anticipation d'une

amélioration de leur position respective est de ce point de vue cohérente avec leur rôle de prescripteur des réformes.

2. Les prescriptions de réforme concernent aussi la mise à l'écart de l'État de la gestion des entreprises d'électricité. Cette mesure vise l'amélioration de l'efficacité opérationnelle (maîtrise des pertes non techniques, baisse des pertes commerciales et techniques, etc.). Cela revient à mettre fin aux interférences des pouvoirs publics dans le fonctionnement du secteur. La conséquence en est que les pouvoirs publics perdent le contrôle d'un instrument de marchandage politique. Donc, cette catégorie d'acteurs n'a pas toujours montré un empressement à mettre en œuvre les réformes.
3. L'amélioration des performances appelle la restauration de la qualité du signal tarifaire pour refléter les coûts réels. La tarification basée sur les coûts autorise uniquement les subventions croisées, imposées par les obligations de service public (péréquation tarifaire, raccordement de tous à un prix abordable, etc.). Elle interdit les subventions qui consistent à financer des prix de faveur sur certains segments de marché par des tarifications excessives sur des segments captifs. Le rééquilibrage des prix qui en est le corollaire a un impact sur le bien-être des consommateurs. Dans l'hypothèse où les consommateurs sont bien organisés, ils devraient logiquement chercher à peser sur le processus afin de protéger leur bien-être.
4. L'amélioration des performances suppose aussi la rationalisation des effectifs et l'alignement des salaires sur la productivité du facteur travail. Cette perspective n'est pas favorable au bien-être des salariés, dont le statut antérieur était de type « fonctionnarisé »<sup>4</sup>. Cette catégorie d'acteurs, appuyée par les organisations syndicales, a partout montré une résistance parfois farouche au processus (Plane, 1998 ; Tchapga, 2002).

4. Outre l'avantage de la stabilité de l'emploi, ce statut repose sur un mode de rémunération des salariés déconnecté de leur productivité, de type indiciaire et majoré de nombreuses primes et d'indemnités forfaitaires.



5. La réforme ouvre la possibilité aux consortiums internationaux d'offre de service de renforcer leur implantation à l'international en s'appuyant sur des engagements rentables. Le capitalisme contemporain étant caractérisé par une logique comportementale des entreprises accordant le primat à la création de la valeur pour les actionnaires, il apparaît clairement que l'anticipation des gains futurs est la condition d'adhésion des consortiums internationaux d'offre de service à une réforme électrique. Ces acteurs ont été favorables à la mise en œuvre des réformes, au moins au début du processus.

L'analyse ci-dessus montre que l'impact immédiat de la réforme sur le bien-être des acteurs n'est pas uniforme. Or, les promesses d'efficacité économique « à la base » des réformes se réalisent généralement dans un horizon temporel proche du long terme. Ces promesses n'ont donc aucune visibilité, contrairement à l'impact sur le bien-être des acteurs dont la visibilité à court terme est claire. Pour cette raison, ce sont les effets redistributifs à court terme qui sont

pertinents dans une perspective d'acceptabilité sociale des réformes. Dans le cas qui nous intéresse ici, le fait que les effets redistributifs perçus par les acteurs ne soient pas uniformes ne favorisait pas une unicité de vue de ces mêmes acteurs sur le processus. Par conséquent, on ne pouvait s'attendre à une adhésion spontanée aux réformes de l'ensemble des acteurs. Le tableau ci-dessous en donne les raisons.

Ce tableau appelle deux commentaires. Le premier est que l'adhésion des acteurs aux réformes est motivée par la modification à court terme de leur bien-être respectif. Bien sûr, cette modification peut être positive ou négative, ce qui permet de considérer que toute réforme désigne à court terme les gagnants et les perdants de sa mise en œuvre. Les promesses d'amélioration du bien-être collectif à long terme sont donc peu décisives pour l'adhésion des acteurs au processus. Le second commentaire est que cette adhésion peut être construite, notamment par des incitations prenant la forme d'une atténuation des effets redistributifs des réformes.

**Tableau 2.1**  
**Effets redistributifs nets à court terme et attitude des acteurs vis-à-vis de la réforme**

LES ACTEURS		Avantages ou inconvénients anticipés par les différents acteurs		Attitudes des acteurs par rapport au processus
		Structure de la modification	Effet net à court terme	
Acteurs locaux	Pouvoirs publics et direction	Financements additionnels (+) Perte de contrôle du résultat et du processus (-) Grèves et risques politiques (-)	Négatif	Opposition
	Syndicats	Stabilité de l'emploi (-) Identité syndicale (+)	Négatif	Opposition
	Consommateurs	Rééquilibrage tarifaire (-) Amélioration progressive de la qualité du service (+)	Négatif	Opposition
Acteurs externes	Bailleurs de fonds	Paiement de la dette (+) Limitation de l'encours de la dette sectorielle (+)	Positif	Adhésion
	Consortiums privés internationaux	Conquête de nouveaux marchés (+)	Positif	Adhésion

Source: Tchapga (2002).

## L'atténuation des effets redistributifs à la base des choix organisationnels

Cette section examine l'atténuation des effets redistributifs dans les réformes électriques des pays d'Afrique subsaharienne francophones et la traduction de cette atténuation dans les choix organisationnels opérés. Nous montrerons que les conceptions des réformes qui ont émergé ont été le reflet d'un arbitrage entre l'exigence d'adhésion des acteurs et l'objectif de contournement des inefficacités opérationnelles ou celui de contournement des difficultés de financement.

## L'adhésion des acteurs aux réformes: un processus construit

Les analyses précédentes suggèrent une incompatibilité relative entre l'objectif d'efficacité économique à long terme et le bien-être à court terme de certains acteurs de la réforme. Il s'agit là d'un constat qui relativise la portée explicative de la logique d'efficacité économique dans la mise en œuvre des réformes économiques. L'argumentaire théorique de ce constat est fourni par les théoriciens de l'économie néo-institutionnelle<sup>5</sup>. Les propositions que ces théoriciens formulent peuvent être résumées en deux points:

- Les acteurs des réformes n'adoptent pas spontanément les architectures institutionnelles cohérentes du point de vue de la logique d'efficacité économique. La nécessité d'assurer l'adhésion des acteurs justifie que le jeu institutionnel qui préside à l'émergence des formes organisationnelles se soucie des modifications consécutives du bien-être individuel. Autrement dit, les institutions sectorielles et les arrangements organisationnels ne sont pas automatiquement modifiés dans un sens qui va à l'encontre des intérêts des organisations et des acteurs en place.

- Les formes d'organisation qui promettent une meilleure efficacité économique relative sont aussi celles qui introduisent à court terme des écarts redistributifs importants (Libecap, 1989, p. 21-22). L'arbitrage entre les effets des schémas de réforme en matière de distorsion de bien-être individuel et leur efficacité respective est alors le moyen par lequel les effets redistributifs sont atténués afin de rendre effectives les réformes.

Dans le cas des réformes du secteur électrique en Afrique subsaharienne, la «déconstruction» du compromis social antérieur avait rendu nécessaire une construction de nouveaux compromis destinés à dépasser les logiques conflictuelles des acteurs analysées précédemment. En effet, deux formes de compromis ont été à la base des réformes électriques des pays d'Afrique subsaharienne (Girod, 1997): il s'agit, d'une part, des compromis sociaux entre les acteurs locaux (syndicats, entreprises) et, d'autre part, des compromis internationaux avec les bailleurs de fonds. Ces compromis ont inévitablement influencé la conception des réformes électriques dans la sous-région et les modèles organisationnels mis en œuvre.

## L'hybridation des formes organisationnelles par la conception des réformes

Du point de vue de la conception des réformes électriques en Afrique subsaharienne et donc des choix organisationnels effectivement mis en œuvre, l'influence des compromis sociaux peut être déclinée selon deux axes. Le premier axe concerne le régime de propriété et le second renvoie à l'organisation industrielle ou, pour le dire autrement, aux modifications structurelles dans l'organisation du secteur. C'est au travers de ces deux axes que l'adhésion des acteurs au processus de réforme a été recherchée.

1. Au sujet de l'axe de la répartition des droits de propriété, on observe que les choix opérés ont privilégié les arrangements intermédiaires entre la pleine propriété publique et la pleine propriété privée. En effet, la théorie des droits de propriété a depuis longtemps montré que le contenu des

5. Voir *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, 156(1), mars 2000, consacrée aux réformes économiques, notamment la note introductive par D. North.



droits de propriété est tridimensionnel: le droit de propriété sur un actif est composé du droit d'utiliser cet actif, de lui faire changer de forme ou de substance, et du droit de transférer tout ou partie des droits relatifs à cet actif. Dans le cas des réformes électriques en Afrique subsaharienne, on observe que les États propriétaires des entreprises électriques n'ont pas renoncé à la totalité des droits de propriété. Dans la plupart des cas, le droit d'usage des infrastructures a été transféré au secteur privé et le droit de décision résiduelle, conservé par les États propriétaires. On observe aussi, quel que soit l'arrangement des droits de propriété retenu, que le transfert des droits aux acteurs privés a été limité dans la durée. Du point de vue de la faisabilité des réformes, l'intérêt des formes de transfert de propriété qui ont émergé a été d'aménager un certain degré d'acceptabilité sociale des réformes, notamment parce qu'elles ont conservé certaines prérogatives des droits, au sens où l'entend la théorie des droits de propriété, dans le domaine public. En effet, ces arrangements ont permis aux pouvoirs publics de maintenir un contrôle étroit sur l'activité et de répondre à la critique de braderie des intérêts nationaux et de « mainmise étrangère » sur le service public d'électricité.

2. Au sujet des modifications structurelles, on observe que les choix opérés, tant en matière de séparation verticale qu'horizontale, ont été proches du modèle traditionnel. La séparation horizontale revient à ouvrir les activités potentiellement concurrentielles aux nouveaux acteurs. Cette dimension a presque partout concerné l'activité de production uniquement, notamment avec l'autorisation de la production indépendante. La gestion monopolistique de l'activité de fourniture (commercialisation) de l'électricité a été maintenue. La séparation verticale, quant à elle, revient à établir une distinction claire entre les différentes activités du secteur (production/transport/distribution/fourniture). Sa mise en œuvre peut se faire *a minima* à travers une séparation comptable, ou *a maxima* par filialisation

ou par séparation juridique dans sa forme la plus élaborée. Sur ce plan, on observe que l'exploitation du secteur a été partout confiée à un monopole privé, le plus souvent intégré en production, sans que la séparation verticale, même *a minima*, soit imposée<sup>6</sup>. Hormis l'introduction de la production indépendante, l'intégration verticale a été presque partout préservée.

La combinaison de ces deux axes a débouché sur une variété de formes organisationnelles toutes basées sur une contractualisation entre l'État (ou une de ses parties) et l'investisseur privé (Tchapga, 2002; Karekezi *et al.*, 2002). Il s'agit des contrats d'affermage, des véritables contrats de concession, des contrats *Construction-Exploitation-Transfert* (CET)<sup>7</sup> et de leurs variantes, etc. D'une manière générale, les formes organisationnelles émergentes ont plus ou moins élargi les responsabilités sectorielles confiées aux acteurs privés.

## Conclusion

L'objectif de ce papier était, premièrement, d'offrir une grille d'analyse des réformes électriques de première génération dans les pays francophones d'Afrique subsaharienne et, deuxièmement, d'ouvrir la discussion sur le degré de cohérence entre ces réformes et celles de deuxième génération engagées depuis plus de deux ans en Afrique de l'Ouest.

Les difficultés de financement du modèle traditionnel d'organisation des industries électriques dans les pays francophones d'Afrique subsaharienne ont été le principal fondement des réformes de première génération. Toutefois, les mutations de l'environnement économique et institutionnel en ont été des facteurs décisifs, notamment en ce qui concerne les nouvelles exigences des bailleurs de fonds. La conception des réformes et leur mise en œuvre ont subi le poids, d'une part, des caractéristiques des systèmes de la sous-région et, d'autre part, des compromis sociaux au cœur de leur

6. Voir *Energy Policy* de septembre 2002, vol. 30 (numéro consacré aux réformes électriques en Afrique).

7. Équivalent au *BOT* (*Build, Operate, Transfer*).

fonctionnement antérieur. Dans ces conditions, les réformateurs ont cherché, en accord avec les contraintes propres à l'environnement institutionnel, à atténuer les effets redistributifs des réformes, favorisant par ce biais l'adhésion des acteurs. La conséquence visible de l'atténuation des effets redistributifs a été l'hybridation des choix organisationnels, tous basés sur une contractualisation entre l'État (ou une de ses parties) et l'investisseur privé.

Le poids de l'environnement institutionnel sur l'ensemble du processus de réforme soulève une nouvelle question de recherche, qui est de savoir si les choix organisationnels opérés favorisent une cohérence forte ou faible entre la première et la seconde génération des réformes dans les pays francophones d'Afrique subsaharienne. Cette perspective de recherche consisterait, premièrement à caractériser, pour la communauté de pays actuellement engagés dans la seconde génération de réformes, les choix organisationnels effectués par chacun de ces pays dans le cadre des réformes de première génération et, deuxièmement, à développer une démarche analytique permettant d'évaluer le degré de cohérence entre les deux générations de réformes.

## Bibliographie

- ECOWAS, *Vision statement and action plan for West Africa Power Pool Project*, Abuja, Nigeria, janvier 2002.
- Girod, J., «L'évolution des industries électriques en Afrique de l'Ouest: quelles leçons?», *Communication au colloque* «Les entreprises électriques dans les PVD: quel avenir?» Université Paris dauphine, 1997.
- Karekesi, S. et Kimani, J., «Status of power sector reform in Africa: impact on the poor», *Energy Policy*, vol. 30, 2002, p. 999-1012.
- Levy, B. et Pablo, T. Spiller, «The institutional foundations of regulatory commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation», *Journal of law, economics and organization*, vol. 10 (2), 1994, p. 201-246.
- Libecap, «Distributional issues in contracting for property rights», *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, vol. 145, 1989.
- North, C.D., *Institutions, Institutional change and economic performance*, Cambridge University Press, 1990.
- Pineau, P.-O., «Electricity sector reform in Cameroon: is privatization the solution?», *Energy Policy*, vol. 30, 2002, p. 999-1012.
- Pineau, P.-O., «Transparency in the dark – An assessment of the Cameroonian electricity sector reform», *Working Paper*, April 2004, [www.uvic.ca/padm/](http://www.uvic.ca/padm/).
- Plane, P., «Les services publics africains à l'heure du désengagement de l'État: changement conservateur ou progressiste?», *Annales des mines*, n° 52, 1998.
- Tchappa, F., «L'ouverture des réseaux électriques des pays d'Afrique subsaharienne aux capitaux privés: Choix organisationnels et contraintes institutionnelles», thèse de doctorat en sciences économiques, Université Paris 13, juin 2002 (consultable sur [www.grjm.net](http://www.grjm.net)).
- Tchappa, F., «La relance de l'investissement sectoriel par le pool électrique intégré de la CEDEAO: État des lieux des appuis institutionnels», communication au Second Sommet de l'Énergie en Afrique, Dakar, décembre 2003.
- World Bank, «Reforming Infrastructure. Privatization, Regulation, and Competition», *A World Bank Policy Research Report*, World Bank & Oxford University Press, 2004.



# L'économie néo-institutionnelle appliquée aux réformes électriques concurrentielles

Yannick PEREZ

Maître de conférences en Sciences Économiques

Groupe Réseaux Jean-Monnet – ADIS

Université de Paris-Sud 11

*From the viewpoint of standard economic theory, wholesale markets for electricity are inherently incomplete and imperfectly competitive.*

Wilson (2002, p. 1300)

Par la synthèse des expériences de réformes électriques, il est possible de dresser un outil de compréhension des relations entre les parties prenantes aux réformes concurrentielles qui marquent la remise en cause de l'intervention publique. L'identification des formes que prennent à la fois l'incertitude et l'opportunisme permet de distinguer un triangle de relations opportunistes que la nouvelle structure de gouvernance devra gérer. Cette identification permet alors la compréhension des difficultés inhérentes à toutes les réformes des industries de réseaux.

## Introduction

Les problèmes théoriques soulevés par la réforme de l'industrie électrique sont multiples. Les choix devant être réalisés par les autorités publiques engagent un grand nombre de dimensions: les transferts de droits de propriété vers des opérateurs privés (Graham et Prosser, 1991), l'opérationnalisation de la segmentation des monopoles verticalement intégrés (Joskow et Schmalensee, 1983), le niveau de dé-intégration verticale et la définition du nombre d'acteurs en production (Green et Newbery, 1992) et en distribution (Joskow, 2000), les transformations des anciennes structures de subventions croisées (Surrey, 1996), les architectures de marchés électriques et les règles de fixation des prix (Wilson, 2002) et, enfin, les diverses structures de supervision mises en place pour encadrer la production réglementaire après l'introduction des réformes.

L'articulation des deux dimensions du cadre d'analyse de la Nouvelle Économie Institutionnelle (NEI) permettra de traiter de ce problème. D'une part, les principaux concepts de la Théorie des Coûts de Transaction (TCT) permettent de caractériser les difficultés transactionnelles particulières de l'industrie électrique. L'enjeu est de concilier coordination technique et économique dans un système électrique concurrentiel. D'autre part, les analyses des environnements institutionnels permettent de déterminer les possibilités de transformation des cadres industriels et réglementaires, et de prendre la mesure de la diversité des solutions de réforme dans un cadre unifié (Perez, 2002; Chabaud, Parthenay et Perez, 2005a, 2005b).

Les objectifs de cet article sont: (1) de justifier le choix d'utiliser une lecture des réformes par la complémentarité des analyses de la Nouvelle Économie Institutionnelle, (2) de caractériser les réformes comme une série de choix d'encadrement des transactions contraints à la fois par les caractéristiques des transactions et la nature des environnements institutionnels.

## L'approche néo-institutionnelle des réformes électriques

La position de l'économie néo-institutionnelle par rapport à la nouvelle économie de la réglementation repose sur le même type de problème. Ainsi, les tenants de la nouvelle économie de la réglementation considèrent que la réglementation du monopole est possible et optimale si des mécanismes incitatifs assez efficaces sont mis en place, et s'ils sont correctement supervisés (Laffont et Tirole, 1993, 2000). La position de la TCT par rapport à ces travaux est de souligner

que les seules difficultés contractuelles étudiées sont liées aux asymétries d'information. Cette limitation permet la modélisation des travaux, mais n'autorise pas de rendre compte de la complexité des problèmes d'encadrement des transactions ni de la diversité des solutions possibles pour y parvenir (Brousseau, 1993). De même, malgré leur intérêt dans certains autres réseaux, télécommunication, chemin de fer (Yvrande-Billon, 2000), les théories des contrats de franchise développées par Demsetz (1968) ne semblent pas adaptées au secteur électrique. Il existe dans ce secteur un tel besoin de coordination des activités, une spécificité des actifs si importante et une incertitude telle que la portée des seuls processus d'enchères pour produire des réformes électriques efficaces est impossible (Crocker et Masten, 1996).

Toutefois, les études empiriques connaissent des problèmes méthodologiques (Prosser, 1999). Les études empiriques sur les structures de régulation montrent la grande variété des acteurs influençant le processus de régulation. Sont en jeu un grand nombre d'éléments comme les structures des agences de régulation, les structures administratives, les formes des parlements, les compétences des pouvoirs judiciaires... et plus généralement encore dans les écrits de sciences politiques le rôle des groupes de pression, des entrepreneurs politiques et, encore plus généralement, des idées politiques. En comparaison des modèles formels souvent décriés pour leurs trop grandes simplifications, les études empiriques «détaillées et plus réelles» souffrent souvent d'un indéterminisme fondamental. Ces études de cas s'achèvent souvent sur un pluralisme a-théorique qui ne permet aucune prédiction ou capacité à généraliser<sup>1</sup>.

Pour résoudre ce problème, il faut ici appliquer les enseignements de la Théorie des Coûts de Transaction et de l'analyse institutionnelle composant les deux branches de la Nouvelle Économie Institutionnelle. Dans cette perspective, une réforme d'une industrie de réseau met en jeu les deux dimensions de

l'analyse néo-institutionnelle<sup>2</sup>. D'une part, une réforme s'appuie sur l'environnement institutionnel pour le transformer; d'autre part, elle introduit les nouvelles structures de gouvernance devant encadrer les transactions, tout en garantissant une gestion de l'opportunisme et la flexibilité face à l'incertitude. Il convient donc de présenter le cadre d'analyse des réformes qui apparaît le plus approprié, puis de l'appliquer en distinguant les apports de la dimension transactionnelle et de la dimension institutionnelle.

### **La complémentarité des approches en termes d'économie institutionnelle**

La Nouvelle Économie Institutionnelle distingue deux dimensions complémentaires dans l'analyse de la réforme des industries de réseau: la dimension des coûts de transaction et la dimension de l'analyse institutionnelle. Les catégories analytiques développées par Williamson fournissent un éclairage sur la réalité, à partir d'hypothèses qui se veulent pragmatiques. Les hypothèses comportementales, de rationalité limitée et d'opportunisme, semblent fécondes pour cerner la transformation et le fonctionnement des réformes électriques. S'inscrivant dans la filiation d'Herbert Simon, Williamson et North développent leurs analyses à partir d'une hypothèse de rationalité limitée des agents<sup>3</sup>. Cette hypothèse souligne la limitation de leurs capacités d'acquisition et de traitement de l'information. L'hypothèse d'opportunisme permet d'éviter les lectures naïves des réformes, où la coopération doit être construite et ne résulte pas d'un «ordre naturel». Limités par ces deux hypothèses comportementales, les choix des agents répondront à une recherche d'efficacité, mais ne relèveront pas d'une optimisation des comportements. Il convient de ce fait de caractériser les transactions électriques pour en déterminer les contraintes d'encadrement. Selon Williamson (1996), trois dimensions caractérisent

1. Prosser (1999): «*ending up with a sort of a-theoretical pluralism*», p. 205.

2. Voir également Finon et Perez (2005 et 2006) pour une application de la NEI aux mécanismes de promotion des énergies renouvelables.

3. Voir Chabaud, Parthenay et Perez (2005c) sur l'évolution de la pensée de North.

l'efficacité d'un mode de gouvernance des transactions: la spécificité des actifs, l'incertitude et la fréquence des transactions. Les modes de gouvernance doivent ensuite s'inscrire dans un environnement institutionnel qui aura pour fonction de garantir la stabilité et la flexibilité de ces modes dans le temps.

Le recours à l'internalisation des activités au sein d'une entreprise verticalement intégrée, où la prise de décision est réalisée de façon hiérarchique et centralisée, n'est pas sans conséquences sur la capacité d'incitation à l'efficacité productive. De nombreuses critiques sont venues ébranler les diverses justifications économiques, politiques et sociales qui garantissaient le mode de fonctionnement verticalement intégré (Joskow, 2000, 2003; Hunt, 2002). Ce modèle, permettant un développement accéléré d'actifs lourds en capital et capable de soutenir la réalisation de nombreux objectifs de politique publique, présente des défauts d'incitation à l'efficacité productive et à l'adaptabilité technologique en phase de maturité des débouchés et de progrès technologiques rapides et variés (Joskow, 1991).

### L'analyse des « coûts de transaction »

L'analyse transactionnelle de Williamson et les développements qui ont vu le jour dans le secteur électrique permettent de cerner deux problématiques majeures des réformes. La première correspond au problème des limites de la firme intégrée. L'introduction de mécanismes concurrentiels, là où ils sont possibles (Littlechild, 1983; Percebois, 2001; Hunt, 2002), nécessite que les fonctions de l'organisation industrielle soient considérées. Cette phase de réflexion initiale permet d'identifier les problèmes transactionnels que les nouvelles structures de gouvernance devront chercher à résoudre. De ce fait, la logique d'intégration des activités, ou du recours à un marché pour faire, ou faire faire, peut s'appliquer avec profit dans la réforme de l'industrie électrique. La seconde dimension correspond à la réflexion sur les structures de gouvernance qui doivent encadrer les transactions.

### « La concurrence là où elle est possible »

L'introduction de la concurrence là où elle est possible conduit à envisager une séparation entre « infrastructure<sup>4</sup> » et « services », et renvoie à la question fondatrice des frontières de la firme et du marché (Coase, 1937), qui s'appuie sur la définition donnée par Williamson (1985) selon lequel: « une transaction est un échange de bien ou de service entre une interface à technologie séparable ». Cette définition s'applique clairement dans le cas du système électrique, dans la mesure où il est possible de caractériser chacune des transactions, et de repérer des entités qui sont « technologiquement séparables ». Joskow et Schmalensee (1983) montrent par ailleurs que la séparation analytique entre le « bien » électricité et le transport d'électricité comme « service » permet de considérer l'offre d'électricité comme une succession de transactions « isolables », interdépendantes<sup>5</sup> et complémentaires<sup>6</sup>. Il est alors possible de déterminer un prix pour l'énergie, un prix pour le service du transport de cette énergie en distinguant le traitement des congestions et des pertes, un prix pour la fourniture de services auxiliaires et l'ajustement des écarts.

Toutefois, dans un système électrique, la dé-intégration verticale ne peut être que relative. Un système électrique reste logiquement intégré au sens où les interdépendances et les complémentarités technico-économiques entre les différents maillons de la chaîne de production interdisent une dé-intégration

4. Dans le secteur électrique, l'infrastructure est constituée de lignes, de transformateurs, de nœuds de répartition... alors que les services d'exploitation concernent tout ce qui a trait au *dispatching* et à la fourniture de services auxiliaires, à la gestion des congestions et des pertes, et enfin, à la topologie du réseau.

5. Il s'avère plus efficace d'exploiter les unités de production, le réseau de transport et de distribution de façon conjointe, ce qui favorise l'organisation interne et la centralisation des décisions au sein d'une même entreprise.

6. Ainsi, les économies d'échelle réalisables en production ne peuvent exister que dans la mesure où le réseau de transport assure une liaison correcte entre les diverses installations. De surcroît, celles-ci peuvent être accrues lorsque la planification et la gestion des groupes de production sont effectuées de façon coordonnée.



verticale « complète » des décisions opérationnelles<sup>7</sup>. Kleindorfer (1998) analyse cette ambiguïté de la dé-intégration verticale dans le secteur électrique en remarquant que « ce qui doit être dé-intégré pour assurer la transparence et la concurrence doit être réintégré pour assurer des services d'exploitation efficaces ».

De ce fait, le « lien » vertical entre les différentes activités électriques est assuré par une entité centralisée: l'opérateur du système. Pour effectuer cette tâche, cet opérateur doit disposer d'une information parfaite sur les caractéristiques opérationnelles des unités du parc, leur disponibilité ainsi que sur les caractéristiques des infrastructures. Les producteurs ne doivent pas produire ni injecter leur électricité s'ils n'ont pas été autorisés à le faire par l'opérateur du système qui, seul, a la capacité d'équilibrer le système électrique en sollicitant les producteurs (et les consommateurs) quand il en a besoin<sup>8</sup>. Cet accès imposé aux capacités de production ne pose pas de problème dans une firme intégrée. Cependant, il devient plus délicat<sup>9</sup> à exercer lorsque l'opérateur du système et les producteurs sont des firmes distinctes, et que les producteurs sont en situation de concurrence.

Cette mise en œuvre de la concurrence passe par la mise en place d'une coordination des activités formelles sous la forme de combinaison de mécanismes hiérarchiques ou de mécanismes de marché

spécifiques à chaque réforme. Ces différents mécanismes entraînent des coûts de transaction liés à l'utilisation du mécanisme de prix sur le marché (Coase, 1960), ou aux coûts de surveillance et de *monitoring* du processus de contractualisation. Cette approche élargit l'analyse des modalités de coordination centrées sur le marché aux mécanismes de coordination « hors marché ». Dans un système intégré, l'opérateur du système a une connaissance parfaite des coûts des centrales, ce qui permet une utilisation optimale des ressources. À l'inverse, dans un système dé-intégré, il ne dispose que des prix proposés par les producteurs, qui ne sont pas obligés de révéler les coûts réels. Une nouvelle forme d'opportunisme apparaît par l'introduction de mécanismes concurrentiels.

### *Quelles structures de gouvernance des transactions électriques ?*

Il s'agit maintenant de déterminer la forme d'organisation la plus efficace des transactions considérées. La recherche de l'efficacité s'effectue en choisissant de façon discriminante les structures de gouvernance en fonction des attributs des transactions. La réponse à cette question se trouve essentiellement dans les économies réalisées grâce à l'affectation judicieuse des transactions à une structure de gouvernance plutôt qu'à une autre, compte tenu des coûts de gouvernance liés à la planification, à l'adaptation et au contrôle qui, en présence de rationalité limitée et d'opportunisme des individus, sont incontournables. Les sources des coûts de transaction reposent sur les attributs de ces transactions, à savoir, respectivement, le degré de spécificité des actifs, le degré d'incertitude des transactions et la gestion de l'opportunisme, et enfin des problèmes de mesure et d'externalité.

### *La spécificité des actifs*

Williamson identifie cinq sortes de spécificités des actifs: la spécificité de site; la spécificité de l'actif physique<sup>10</sup>; la spécificité de l'actif humain; la

7. Cette situation de dé-intégration complète impliquerait que chaque activité puisse être conduite indépendamment des autres dans le temps et dans l'espace, ou encore que les investissements puissent être réalisés de façon autonome. Compte tenu des contraintes techniques, cette situation est strictement impossible sur un réseau électrique.

8. L'attribution de la responsabilité des flux électriques qui transitent sur le réseau à un unique « centre de conduite du réseau » implique qu'il ait l'autorité sur: 1) l'appel des centrales et 2) la coupure de l'alimentation des consommateurs.

9. La délégation du pouvoir de décision à l'opérateur du système ne pose pas de problème en soi, mais une difficulté apparaît par « l'opérationnalisation » de ce pouvoir en fonction (1) de la nature de la séparation verticale choisie, (2) des problèmes et de l'existence de pouvoir de marché, (3) de la présence de comportements opportunistes et enfin (4) des conflits d'intérêts.

10. La spécificité physique peut être également neutralisée par la définition réglementaire de standards ou de normes d'interopérabilité. La spécificité physique de ces activités est faible ou nulle, car l'électricité est un produit fortement normalisé depuis longtemps.

spécificité de l'actif dédié et enfin la spécificité temporelle. Dans le cadre des hypothèses de rationalité limitée et d'opportunisme qui structure les réflexions de la TCT, la constitution de ces actifs nécessite un investissement spécifique et induit une forme de dépendance que la structure de gouvernance doit être en mesure de coordonner efficacement. Théoriquement, un actif est spécifique s'il ne peut être redéployé sans perte de valeur productive en cas d'interruption ou d'achèvement prématuré du contrat (Williamson, 1996). Les investissements spécifiques correspondent alors à des investissements durables et non redéployables sans coûts. Si la relation est bilatérale, ils enferment les deux parties dans une situation de dépendance qui accroît les risques d'opportunisme. De ce fait, la présence d'actifs spécifiques crée une quasi-rente organisationnelle appropriable qui suscite les convoitises et pousse à des renégociations entre les contractants<sup>11</sup>. Cette quasi-rente valorise la continuité de la relation et conditionne la productivité de ces actifs spécifiques à son articulation avec les autres facteurs de production. Néanmoins, en présence d'actifs spécifiques, il est nécessaire de coordonner étroitement les relations entre contractants.

Dans le secteur électrique, la spécificité des actifs prend trois formes déterminantes : la spécificité de site, la spécificité temporelle et la spécificité des actifs dédiés. D'abord, la spécificité de site reflète l'importance du choix de la localisation des unités de production, notamment des plus capitalistiques. Compte tenu de cette caractéristique, la production d'électricité requiert une planification optimale cherchant à réaliser des économies de localisation en fonction des possibilités d'approvisionnement en combustible et des contraintes environnementales. L'installation des centrales est déterminée par la proximité avec une source d'énergie primaire<sup>12</sup>, ou de moyens de transport adaptés aux flux de ces matières premières. Ces économies s'épuisent avec l'interconnexion des réseaux et leur densification,

mais subsistent toujours sous la forme d'une dépendance de la production aux contraintes de transport soit des matières premières, soit du bien électrique sur les réseaux<sup>13</sup>. Dans le secteur électrique, la spécificité de site offre parfois aux opérateurs des pouvoirs de marché locaux importants. Le pouvoir de marché est local au sens où un producteur tire son pouvoir de marché de sa localisation dans une zone géographique donnée, dont les frontières dépendent des contraintes de réseau (essentiellement les congestions), et des investissements en production et en infrastructures de transport. Le pouvoir de marché local est sans doute la forme de pouvoir de marché la plus symptomatique du secteur électrique, car elle repose sur l'existence de contraintes de réseau de transport, et sur les propriétés de circulation des flux électriques dans le réseau. Elle est aussi la plus délicate à analyser, car elle implique de prendre en considération de façon explicite la configuration du réseau d'une part, mais aussi les règles de circulation dans le réseau, ce qui introduit une dimension technique particulièrement complexe. L'objectif est alors d'identifier les comportements stratégiques qui consistent à utiliser les externalités de réseau pour exercer un pouvoir de marché sur le marché spot, et à pratiquer un « hold-up » sur l'opérateur du système ou sur ceux qui payent les coûts supplémentaires liés aux congestions ou aux externalités (Joskow, 2000). Cependant, cette zone géographique est « mouvante », au gré des congestions et des contraintes techniques, selon le niveau de tension entre l'offre et la demande à l'échelle du système. Surtout, certains producteurs, du fait de leur pouvoir de marché, peuvent influencer sur l'étendue de la zone géographique sur laquelle ils interviennent, en créant volontairement des congestions (Borenstein, Bushnell, Stoft, 1998 ; Wolfram, 1999 ; Stoft, 2002). Cette stratégie est une conséquence directe de la déréglementation, et de

11. L'objet des négociations porte alors sur l'appropriation d'une partie plus importante de la quasi-rente.

12. Comme les mines de charbon, par exemple en Espagne, aux États-Unis et en Allemagne.

13. Ces contraintes seraient moins importantes si le réseau de transport était parfaitement maillé et que la localisation des unités de production devenait anodine. Un réseau parfaitement maillé est une entreprise extrêmement coûteuse concrètement.



l'introduction de la concurrence en production. Dans un monopole verticalement intégré, il n'y a pas d'incitation à créer des congestions, car il n'y a aucun profit à en tirer, alors que les coûts peuvent être très élevés. Dans le secteur électrique, la spécificité de site offre aux opérateurs des pouvoirs de marché locaux importants. Ce risque de comportement opportuniste est très délicat à prendre en charge au niveau de la définition des règles de fonctionnement du nouveau système de coordination des activités électriques. Une structure de gouvernance *ex post* doit permettre d'éviter l'abus de position dominante au niveau local, bien que cette tâche ne soit pas évidente sur le plan analytique.

La seconde forme de spécificité présente dans le secteur électrique concerne la spécificité temporelle. Elle résulte de l'importance de la synchronisation des actions et des réactions des opérateurs afin d'assurer la coordination technique des systèmes électriques en temps réel avec, à la fois, une confrontation des offres et des demandes, et la gestion des aléas. Compte tenu de la spécificité temporelle très importante, la coopération entre les maillons de production et de transport, par le biais du *dispatching*, est une exigence absolue pour la meilleure performance du système électrique<sup>14</sup>. La spécificité temporelle nécessite une structure de gouvernance *ex post*, mais plusieurs genres de structures demeurent possibles<sup>15</sup>. Cette spécificité temporelle seule peut pousser à l'intégration verticale (la «gouvernance unifiée») si les relations de dépendance entre utilisateur et fournisseur sont très asymétriques, car une gouvernance «bilatérale» ne serait pas, dans ce cas, une garantie *ex post*

suffisante. Mais la gestion des interdépendances découlant de la spécificité temporelle peut aussi demeurer dans une structure bilatérale en cas de symétrie d'engagement entre les deux partenaires (Aoki, 1988), ou se placer efficacement dans les mains d'une autorité spécialisée en cas de relation multilatérale (Ménard, 1995 et 1997).

Enfin, la dernière forme de spécificité des actifs concerne la spécificité de l'actif dédié. Cet actif est très présent dans l'industrie électrique dont les actifs sont à la fois capitalistiques et très faiblement redéployables vers d'autres activités économiques. Noll, Cowan et Shirley (2000) montrent que, dans ce cas, l'opportunisme gouvernemental s'exprime plus facilement par des possibilités d'expropriations relatives ou absolues. L'expropriation absolue consiste en la nationalisation des actifs dédiés privés; l'expropriation relative ne porte que sur la captation par une réglementation publique de la quasi-rente organisationnelle issue des actifs spécifiques. Ces auteurs distinguent deux types de rentes présentes dans les industries de réseaux. La première est induite par la présence d'un réseau en monopole naturel qui permet parfois l'extraction de rentes de monopoles que l'on distribue aux groupes de pression, ou aux fournisseurs de matières premières en difficulté. La seconde découle de la nature des investissements et de la durée des immobilisations de capital, et de la présence de quasi-rentes potentiellement exploitables. En effet, la production électrique est une énergie secondaire qui s'obtient en mobilisant plus ou moins facilement en intensité, et en coûts, plusieurs sources d'énergie primaire dans un processus de production aux investissements initiaux très importants. Les actifs spécifiques et la durabilité des actifs induisent la présence de quasi-rentes qui doivent théoriquement revenir aux investisseurs. Néanmoins, compte tenu de la nature politique qu'ont prise la production, le transport et la commercialisation d'électricité, cette quasi-rente a fait l'objet de bien des manipulations. Dans les pays développés<sup>16</sup>, la littérature sur la capture des gouvernements par les

14. Le *dispatching* central doit pouvoir bénéficier de l'effet de foisonnement lié à la loi du grand nombre. Le réseau électrique permet un regroupement des clientèles et favorise un effet de foisonnement. Il est défini comme un effet positif de lissage des niveaux de consommation qui est corrélé à l'étendue géographique du réseau et au nombre de clients aux consommations différenciées dans le temps qui y sont reliés. En effet, plus le réseau est étendu, plus il permet que le niveau de demande moyenne adressée aux producteurs reste dans l'espace de la production de base ou de semi-base, production dont on a vu qu'elle est la moins coûteuse.

15. Comme le montre la diversité des expériences nationales.

16. En Amérique latine, le problème de la distribution de cette quasi-rente s'applique à l'ensemble des consommateurs par des prix de fourniture très bas (Rufin, 2003).

opérateurs historiques est importante. La rationalisation des effectifs électriques (Newbery, 2005), la remise en cause des subventions accordées au secteur charbonnier national (Arocena, 1998) et, dans une moindre mesure, les politiques de promotion de l'énergie nucléaire (Surrey, 1996) peuvent se comprendre comme une lutte d'influence pour conserver ou perdre une partie de ces rentes électriques.

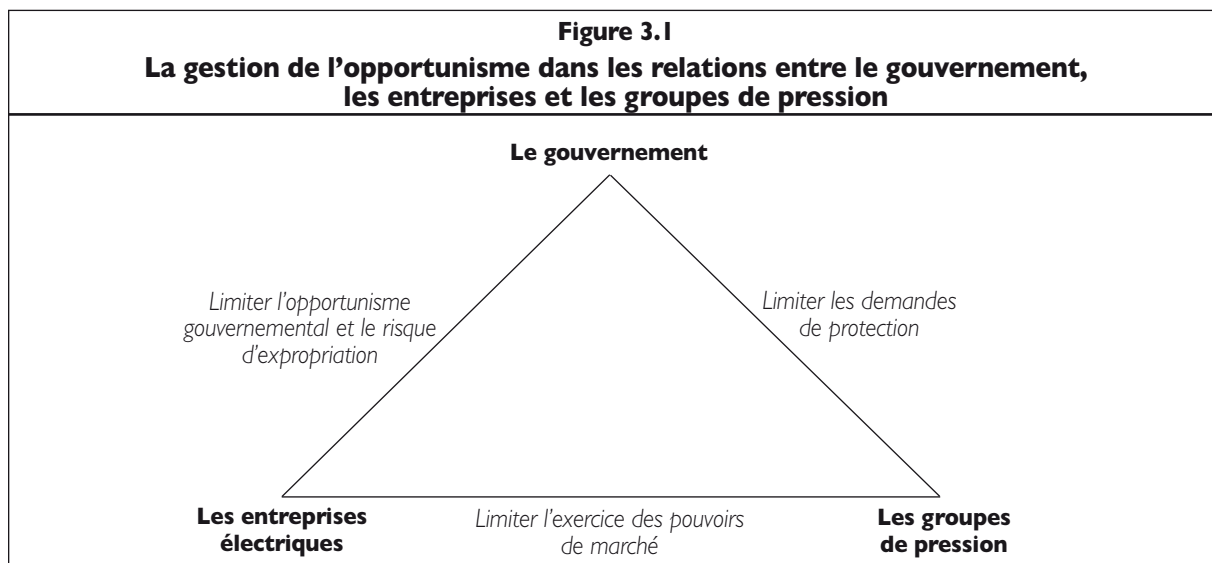
*L'incertitude et l'opportunisme*

La capacité d'adaptation aux contingences d'une structure de gouvernance est mise à l'épreuve par l'incertitude dérivant des aléas de la mesure et des comportements non prévus des acteurs. Dans la littérature de la Théorie des Coûts de Transaction, deux types d'incertitude sont pris en compte; l'incertitude stratégique, qui reflète la propension à l'opportunisme des agents, et l'incertitude innocente, qui dérive de la rationalité limitée. L'introduction du gouvernement dans cette constitution d'actifs spécifiques conduit à prendre en compte une troisième forme d'incertitude, l'incertitude institutionnelle. Cette dernière forme d'incertitude est conditionnée par les capacités d'interventions opportunistes dont disposent les gouvernements et nécessite un traitement particulier.

L'insertion des environnements institutionnels permet d'enrichir la vision traditionnelle de l'incer-

titude dans le cadre de la TCT. En introduisant la dimension de l'environnement institutionnel, l'incertitude peut devenir institutionnelle. Ainsi, les changements de rythme de croissance économique, l'introduction du progrès technique appliqué aux nouvelles technologies de production, les dynamiques réglementaires environnementales, les modifications des préférences du gouvernement induisent une incertitude institutionnelle. Les structures de gouvernance introduites pour gérer les transactions électriques doivent donc faire face à trois formes d'incertitude: une incertitude stratégique, une incertitude innocente et enfin une incertitude institutionnelle. Ces trois formes d'incertitude contraignent les mécanismes de coordination des activités et les structures de gouvernance les encadrant. Dans le cadre de la TCT, le couple mécanisme de coordination – structure de gouvernance doit donc être en mesure de limiter l'opportunisme causé par cette incertitude.

En introduisant la dimension des environnements institutionnels, Spiller (1996), Levy et Spiller (1994) ainsi que Guasch et Spiller (1999) proposent une présentation des principaux problèmes d'opportunisme que doit résoudre une structure de gouvernance. Ces problèmes mettent en lumière les possibilités de comportement opportuniste dans les relations trilatérales entre (1) le gouvernement et les entreprises, (2) les entreprises et les consommateurs, et enfin (3) les



groupes d'intérêts<sup>17</sup> et le gouvernement. Pour plus de clarté dans le traitement de ces questions, il est utile de construire un triangle d'opportunisme dans les industries de réseaux.

La première dimension de l'opportunisme s'exprime entre le gouvernement et les entreprises électriques. L'enjeu est de limiter l'opportunisme gouvernemental qui peut s'exprimer par une expropriation relative ou absolue de la quasi-rente issue de la spécificité des actifs électriques. Pour ce faire, des garanties *ex ante* peuvent être demandées, mais elles doivent également être accompagnées de mesures supplémentaires *ex post*, car l'incertitude institutionnelle et la peur de l'intervention de l'État sont des notions clés qui ne permettent pas que de simples garanties *ex ante* soient suffisantes dans les industries de réseaux (Moe, 1991 ; Moe et Howell, 1999 ; Moe et Cadwell, 1994). Nous précisons les conséquences de cet opportunisme gouvernemental avant, pendant et après la réforme.

La deuxième dimension de l'opportunisme s'exprime dans les relations entre les entreprises et les consommateurs d'électricité. La possibilité d'utiliser des pouvoirs de marché locaux, l'existence d'un réseau en monopole et l'absence de solutions de rechange à la fourniture électrique permettent à l'opportunisme des entreprises électriques d'être très important. Sans cadre de réglementation, publique ou privée, cette dimension de l'exercice d'un pouvoir de marché des opérateurs électriques sur les consommateurs est cruciale. Compte tenu de la dépendance entre consommateurs et producteurs, si les consommateurs subissent l'opportunisme des opérateurs, ils peuvent s'en plaindre devant les tribunaux, ou auprès du gouvernement. Ces demandes de protection gouvernementale ne sont pas le simple fait des consommateurs ; tous les groupes de pression ont, *a priori*, intérêt à demander ce type de protection au gouvernement. Ces demandes, soutenues par une activité de lobbying des groupes de pression, constituent le dernier problème d'opportunisme que le couple mécanismes de coordination-structure de gouvernance doit limiter.

La dernière dimension de l'opportunisme concerne les demandes de protection des différents groupes de pression (*lobbies*) au gouvernement. Comme « groupe de pression » revêt une connotation péjorative, nous lui préférons le terme « partie prenante à la réforme » (*stakeholders*). La distinction entre les deux termes porte sur la légitimité des demandes des différents groupes sur une base historique. Les parties prenantes à la réforme sont donc des groupes de pression historiquement présents dans la filière électrique. La liste des parties prenantes et de leurs demandes de protection illustre la complexité et l'ampleur des contraintes de transformation des anciens cadres réglementaires. Les parties prenantes peuvent demander des protections de nombreuses manières, et l'industrie électrique a été de diverses façons instrumentalisée pour servir un grand nombre d'objectifs politiques, sociaux et économiques assez éloignés de la seule efficacité de la fourniture (Joskow, 1991 ; Surrey, 1996 ; Finon, 2001 ; Newbery, 2000). Les instruments économiques de ces demandes de protection couvrent un large éventail de remèdes allant des subventions croisées aux subventions directes, des contrats de fourniture de matières premières à des prix supérieurs aux cours des marchés mondiaux aux choix de filières technologiques en fonction d'objectifs politiques d'indépendance, de logique de tarification identique en fonction des profils de consommation à l'aide aux consommateurs en difficulté...

#### *La seconde branche de la théorie des coûts de transactions*

Depuis les travaux fondateurs sur les implications organisationnelles des problèmes de mesure par Alchain et Demsetz (1972), il est reconnu qu'une organisation économique doit satisfaire deux exigences clés : mesurer la productivité des inputs et les rémunérations des facteurs de production. Lorsque, pour diverses raisons<sup>18</sup>, il est difficile de satisfaire ces deux exigences de mesure, l'incitation à la coopération, nécessaire à la réalisation des échanges, diminue<sup>19</sup>.

18. Technologiques ou autres.

19. Ceci, en raison du problème de la répartition des bénéfices en fonction de la productivité marginale, est difficilement réalisable.

17. Dont les consommateurs font partie.

Dans ce cas, une rémunération planifiée et centralisée des facteurs de production peut, mieux que le marché, faire face aux problèmes de mesure. Plus l'information est coûteuse<sup>20</sup>, plus il est difficile de mesurer la productivité marginale des facteurs de production, comme le fait le marché. Williamson présente d'ailleurs les problèmes d'externalités et de mesure comme constituant la «deuxième branche» de «l'économie des coûts de transaction» (Williamson, 1985).

#### Les problèmes de mesure

Dans l'industrie électrique, ces conditions d'information coûteuse et limitée se vérifient par la présence des externalités et des problèmes de mesure. Il est ainsi très délicat de distinguer en tout temps qui est responsable et doit couvrir les coûts de prévention et le coût des conséquences des actions entreprises en production, en transport et en distribution. Dans le passé, ces coûts ne pouvaient pas être différenciés, car mesurer et manipuler un trop grand nombre de signaux générerait des coûts exorbitants, ou s'avérerait strictement impossible. Il était alors accepté qu'il était impossible de réaliser la gestion des flux électriques par l'intermédiaire de mécanismes de marché. La non-traçabilité de l'électricité et les lois de circulation de l'électricité dans les lignes de transport d'un réseau maillé<sup>21</sup> sont des caractéristiques techniques qui ont un impact fort sur l'organisation des échanges. Un réseau maillé permet d'augmenter la fiabilité de l'ensemble du système et de diminuer les coûts en cas d'incident, car il existe toujours plusieurs solutions pour acheminer l'énergie d'un point A vers un point B. Néanmoins, cette sécurité de distribution a un inconvénient majeur pour l'opérateur du système<sup>22</sup>: elle rend la localisation et la traçabilité des flux dans les lignes impossibles à déterminer *a priori*. En effet, l'énergie électrique peut être acheminée du

nœud d'injection au nœud de soutirage par des chemins différents en respectant les propriétés physiques appelées «lois de Kirchoff», qui régissent la circulation des courants selon le «chemin des électrons»<sup>23</sup>.

#### Les externalités

Les contraintes de sécurité des lignes de transport sont très strictes. Les lignes à haute tension ne supportent l'énergie transportée qu'en deçà de seuils normés en voltage et en intensité. Le flux d'énergie transmis sur une ligne de transport ou de distribution interconnectée à un réseau affecte instantanément les conditions dans lesquelles le flux d'énergie transite dans les autres lignes interconnectées. Tout changement affectant l'offre ou la demande d'électricité se propage sur l'ensemble du réseau sans que celui qui injecte ou qui soutire l'électricité puisse maîtriser l'impact de son action. Un producteur qui injecte de l'électricité dans le réseau modifie «involontairement» et instantanément le trajet du courant et la répartition des flux dans l'ensemble du réseau, positivement ou négativement. Cette modification peut avoir un impact positif – au sens où cela génère un gain d'exploitation au niveau du système – lorsque cela permet de résoudre une congestion, de fournir les «services auxiliaires» nécessaires au maintien des niveaux de fréquence et de tension ou d'assurer un secours en cas d'incident. Mais elle peut aussi avoir un impact négatif – au sens où cela entraîne un coût d'exploitation pour le système – quand elle crée des congestions<sup>24</sup>, génère des pertes supplémentaires, augmente les transits de puissance réactive ou crée un déséquilibre qui affecte la qualité de l'électricité.

La coordination technique permet un contrôle de la qualité du produit-électricité (variation de fréquence et de tension, harmoniques, coefficient de

20. En termes de création ou de gestion.

21. En Europe, les réseaux de transport à haute tension se caractérisent par une structure maillée, ce qui signifie que pour aller d'un point à un autre, il y a plusieurs chemins disposés comme les mailles d'un filet.

22. Il est le «planificateur» centralisé, responsable de la sûreté du système, c'est-à-dire de l'équilibre instantané et continu des flux physiques entre l'offre et la demande.

23. Ces lois établissent que, à plan de production donné, il n'existe qu'une solution pour acheminer les puissances. Elle consiste à suivre les lignes de moindre résistance.

24. Situation où les limites de sécurité des lignes de transport sont atteintes et qui nécessite une modification du plan de production ou de consommation électrique initialement prévu.

réactivité, microcoupures) en éliminant les externalités négatives. Elle ouvre sur l'exploitation d'externalités positives par l'agrégation des offres et des demandes, en assurant l'adaptation instantanée de l'offre aux fluctuations de chaque demande individuelle et en mutualisant les risques de défaillance en production. Elle permet également une économie sur les réserves de puissance. D'autre part, la coexistence d'un potentiel important d'externalités négatives (congestions, black-out) et d'une forte spécificité temporelle (équilibre production-consommation en «juste à temps») a conduit au maintien de procédures de coopération renforcée sur l'ensemble du secteur<sup>25</sup>.

### Vers une identification des structures de gouvernance

Dans le secteur électrique, la spécificité des actifs électriques prend trois formes déterminantes: la spécificité de site, la spécificité temporelle et la spécificité des actifs dédiés. La combinaison de ces trois formes appelle alors la mise en place de structures de gouvernance qui puissent encadrer les règles de coordination des activités à la fois *ex ante* et *ex post*.

La coexistence d'externalités positives et négatives appelle des solutions différenciées dans la perspective de la TCT. Comme le souligne Glachant et Finon (2003), certaines solutions reposent sur le design des composantes *ex ante* de la relation contractuelle<sup>26</sup>. D'autres solutions reposent sur des mécanismes *ex post* d'ajustement<sup>27</sup>. La plupart de ces extensions de l'analyse des coûts de transaction aux externalités et aux problèmes de mesure limitent le rôle joué par les

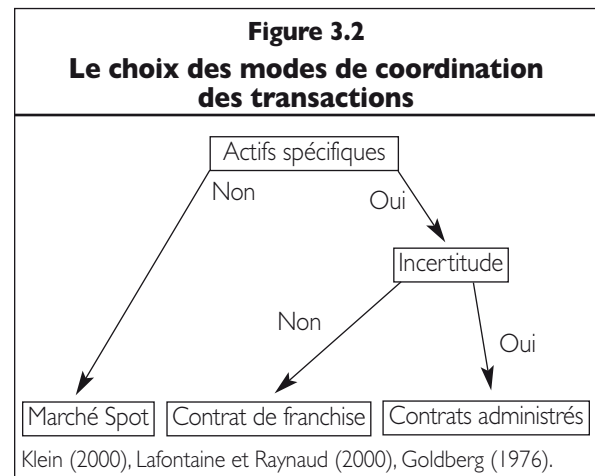
mécanismes concurrentiels seuls. Toutefois, ce n'est pas pour en appeler directement à l'intervention publique, mais pour stimuler différentes formes «d'ordre privé» où les agents économiques négocient volontairement, et établissent entre eux les règles de comportement, les engagements et les sanctions nécessaires au développement de leurs relations.

Depuis Goldberg (1976), la TCT dispose d'un cadre d'analyse des industries réglementées introduisant la notion de contrat administré implicite. Selon cet auteur, le contrat administré implicite est un contrat de subordination à long terme qui nécessite que les parties négocient régulièrement pour s'adapter aux aléas rencontrés. Selon cette interprétation, les commissions américaines qui encadrent les industries réglementées s'appuient sur une forme de contrat administré d'ajustement des termes du contrat. Le contrat, entre l'agence, les consommateurs et la firme régulée, est donc collectif. Dans le cas américain, la supervision de ces relations est assurée par le pouvoir législatif. Les juges et les législateurs sont donc les agents qui collectent l'information, édictent et modifient les règles du jeu en fonction des aléas et de l'incertitude. Dans ce schéma, l'accent est mis sur la dimension temporelle, tandis que les questions de fixation des prix et de quantité sont considérées comme des variables secondaires. Dans sa vision du problème de la régulation, Goldberg insiste sur la durée des relations permettant la gestion de l'incertitude, et la complexité transactionnelle par des mécanismes de modification et de compensation *ex post*.

25. Ce sont les activités quotidiennes des «Gestionnaires de Réseaux»: le *dispatching* des injections d'électricité sur les réseaux, l'approvisionnement du réseau en «services auxiliaires» – réserves, énergie réactive –, l'équilibrage physique offre-demande en temps réel et la gestion des congestions – et le règlement commercial – des déséquilibres physiques.

26. Agissant sur l'amont du contrat: ajustement *ex ante* des droits de propriété et des incitations, conception de bouquets d'incitations ou de menus d'actions autorisées (Demsetz, 1968; Lafontaine et Raynaud, 2000).

27. Centrés sur l'aval du contrat et la gestion *ex post* du processus information-décision: attribution de droits de contrôle et de décision *ex post* à une des parties (Alchian et Demsetz, 1972; Aoki, 1988; Brousseau et Glachant, 2002).





Dans la problématique de la réforme, l'approche de Goldberg est à la fois pertinente et limitée. Pertinente quand elle souligne le besoin de coordination et de flexibilité si l'environnement est incertain et les transactions très spécifiques (Crocker et Masten, 1996). Mais limitée par le caractère « implicite » du contrat qu'elle adopte. Dans ce caractère se dissimule une série de questions liées à la diversité des réformes et des dispositifs publics ou privés qui peuvent encadrer les transactions électriques. La complémentarité de l'analyse transactionnelle et de l'analyse institutionnelle est ici particulièrement sensible.

### La dimension des environnements institutionnels

Les nombreux coûts de transaction présents, la spécificité des actifs dédiés, la spécificité de site et la spécificité temporelle appellent des structures de gouvernance *ex ante* et *ex post* publiques ou privées qui garantissent la stabilité et la flexibilité des mécanismes de coordination des activités, tout en limitant les trois différentes formes d'opportunisme. Cette indétermination des structures des formes de gouvernance est en partie résolue par l'introduction des environnements institutionnels dans l'analyse des réformes. De l'ensemble des choix possibles, l'introduction de la dimension d'analyse des environnements institutionnels permet de rendre compte des choix sélectionnés.

L'intervention publique dans l'industrie électrique trouve ses origines dans la convergence des préoccupations d'efficacité économique, politique, de service public et de satisfaction des diverses demandes des parties prenantes. Ces préoccupations se sont traduites, à travers le temps, par une intervention plus ou moins directe de la part des pouvoirs publics. Les arguments en faveur de cette intervention réglementaire portent à la fois sur des raisons de protection des entreprises, des consommateurs et des objectifs politiques très larges qui ont conduit à une série de mesures économiques de protection<sup>28</sup>. Appuyés sur

28. Voir Finon et Staropoli (2001) pour une analyse de ces mécanismes au niveau de l'industrie nucléaire française et britannique.

une logique normative de réglementation, les pouvoirs publics ont ainsi produit un cadre légal de fonctionnement du secteur électrique qui visait plusieurs objectifs : la prise en compte de la dimension monopole naturel (plus ou moins étendue aux activités de production) et la prise en compte de dimensions sociales par des subventions croisées et des objectifs de redistribution des revenus entre les différentes parties prenantes du secteur électrique. La nouvelle économie institutionnelle propose une économie de la réglementation qui ne repose pas sur la comparaison systématique avec la situation paréto-optimale. Elle propose d'évaluer la pertinence de l'intervention publique en fonction des compétences respectives des organisations publiques et privées à l'aune des attributs des transactions.

La réforme de l'industrie électrique est un produit institutionnel mis en œuvre par les pouvoirs publics. Ceux-ci doivent introduire, de fait, une structure de gouvernance qui définisse *ex ante* et *ex post* les modalités de fonctionnement de l'organisation industrielle. Les contraintes suivantes ont été identifiées : (1) des difficultés techniques et économiques de coordination, (2) la présence d'actifs spécifiques et l'existence d'une quasi-rente organisationnelle, (3) la présence de diverses externalités et de problèmes de mesure, et enfin, (4) la présence d'un triangle de comportements opportunistes. La nature et l'intensité des interventions des pouvoirs publics illustrent la complémentarité et la pertinence de l'introduction des environnements institutionnels dans l'analyse transactionnelle.

#### *Environnement institutionnel et dimensions transactionnelles*

Pour simplifier la présentation, dans un premier temps, l'hypothèse que la capacité d'action des pouvoirs publics n'est pas limitée institutionnellement s'impose. Le gouvernement est donc en mesure d'agir sur les cadres réglementaires, la distribution des revenus et l'efficacité du système électrique. De ce fait, la loi et le règlement publics peuvent dé-intégrer verticalement les industries par diverses formes d'« *unbundling* », plus ou moins contraignantes pour les

opérateurs. Les séparations prennent différentes formes selon qu'elles se limitent à l'aspect comptable ou opérationnel des différentes activités ou bien qu'elles concernent aussi la structure de la propriété. Joskow (1996) distingue trois niveaux de séparation: 1) la séparation comptable<sup>29</sup>, 2) la séparation organique ou structurelle (filialisation) et 3) la séparation juridique. Ces formes de séparation rendent plus crédibles *ex ante* les engagements de comportement non discriminatoire des gestionnaires des infrastructures dans le cadre des séparations verticales de l'industrie électrique (Glachant et Lévêque, 1999).

Ces choix de séparation verticale et horizontale comprennent une dimension institutionnelle indéniable, notamment quand ils ont pour point de départ un monopole public verticalement intégré, exigeant une décision des autorités publiques concernant à la fois le degré de dé-intégration (ou de démantèlement du monopole) et le choix de privatiser ou non. Par ailleurs, quels que soient les choix qui sont faits concernant les modalités de séparation verticale, des instruments de régulation adaptés doivent être mis en place, notamment aux interfaces entre les différents segments. Ainsi, l'accès en production, l'accès aux infrastructures et l'accès à la clientèle restent des éléments devant faire l'objet d'une régulation. Ce travail suppose une implication forte et un suivi des autorités en charge de la régulation du secteur. Au-delà de la définition de la séparation verticale et horizontale entre les activités, Glachant et Finon (2003) montrent qu'*a priori*, la loi et les règlements publics peuvent également agir directement sur deux sources majeures de coûts de transaction, soit la spécificité des actifs et les problèmes d'externalités et de mesure.

#### *L'action sur la spécificité des actifs et les problèmes de mesure*

La réglementation publique peut changer la nature ou le degré de dépendance des utilisateurs envers les

infrastructures des réseaux qu'ils utilisent. Ainsi, la spécificité de site peut être réduite, et parfois supprimée, par l'attribution de « droits » d'accès et de raccordement aux utilisateurs des infrastructures. De même, la construction réglementée de connexions supplémentaires peut transformer la spécificité de site en modifiant la topologie des réseaux<sup>30</sup>. De plus, la spécificité temporelle peut être atténuée par la désignation d'un responsable assermenté du synchronisme des flux. Sur la plupart des réseaux d'électricité, les spécificités de site et les spécificités d'actifs dédiés peuvent être réduites à leur minimum par le nouveau cadre réglementaire ou par le maillage des réseaux entre les compagnies et entre les pays. Ces spécificités ne réapparaissent fortement que par moments, ici ou là, notamment dans la gestion des externalités négatives de réseau, les congestions, qui deviennent un moment critique d'exercice de pouvoirs de marché.

#### *La question de l'opportunisme gouvernemental*

Il est essentiel de bien comprendre que la liberté d'action dont jouissent les pouvoirs publics peut également leur permettre d'agir avec opportunisme dans la recomposition du mode d'organisation électrique. Sur cette troisième source de coûts de transaction, l'action réformatrice du gouvernement se heurte au problème de la crédibilité des engagements dans un univers incertain. L'étude de l'environnement institutionnel montre que cet opportunisme gouvernemental (Moe, 1991; Levy et Spiller, 1994; Guasch et Spiller, 1999), conjugué avec les deux autres formes d'opportunisme – les pouvoirs de marché et les demandes de protection des parties prenantes –, pose un problème d'arbitrage entre la stabilité des engagements et les gains permis par l'adaptation aux évolutions des conditions. La difficulté réside, comme le souligne Weingast (1995), dans le fait qu'un gouvernement assez fort pour protéger les droits de propriété des contractants l'est également pour s'approprier les bénéfices de l'activité.

29. Dans ce cas, des garanties doivent être apportées quant à la contestabilité effective du marché (notamment les conditions d'accès aux infrastructures), la possibilité de verser des subventions croisées détournées et les conflits d'intérêts qu'elle peut engendrer.

30. L'accroissement des capacités d'interconnexion avec les autres systèmes électriques est, à ce titre, particulièrement efficace.

### ***Environnement institutionnel et intensité des interventions publiques***

En levant l'hypothèse portant sur cette capacité d'action illimitée des pouvoirs publics, le problème évolue et une analyse des capacités institutionnelles de réforme est nécessaire. L'existence de diverses capacités institutionnelles de réforme pose de nouvelles difficultés dans l'analyse des réformes. D'une part, si les pouvoirs publics ne peuvent introduire de force une réforme, ils doivent la négocier avec les parties prenantes. Dans ce contexte, la situation initiale de l'industrie, les objectifs politiques, les demandes des parties prenantes influencent le profil de la réforme; d'autre part, la complexité, la complémentarité et parfois les flous des dispositifs institutionnels<sup>31</sup> existants permettent parfois de bloquer l'action réformatrice des pouvoirs publics. Dans ce cas, le risque est que la réforme ne puisse aboutir, faute d'un accord suffisamment large.

North (1991) fournit un éclairage intéressant par l'accent mis sur les institutions et les voies d'action des organisations, des partis politiques, des groupes de pression sur le contexte institutionnel. Ainsi, selon lui, *l'environnement institutionnel est l'ensemble des règles fondamentales politiques, sociales et légales qui établit les bases de la production, de l'échange, et de la répartition des revenus. Les règles gouvernant les élections, les droits de propriété et le droit des contrats en sont des exemples.* Dans l'optique de l'analyse des réformes, il est important de souligner que les travaux de North permettent également de distinguer les deux possibilités majeures de comportement pour les organisations dans la perspective de la réforme: se plier aux nouvelles contraintes ou les contourner. Ainsi, North souligne dans le cas des firmes que *le comportement de maximisation des firmes peut prendre la forme de choix réalisés dans l'ensemble des contraintes existant ou d'une tentative de changer les contraintes.* Ces activités de lobbying sur la sphère politique, distinguées dans le cas des firmes, peuvent aisément être étendues à l'ensemble des groupes de pression affectés par la distribution des coûts, des revenus et des bénéfices de

l'activité dans le cas des industries de réseaux réglementées. De ce fait, la réforme introduite par les pouvoirs publics est conditionnée par ces capacités de négociation, aux effets de redistribution des ressources, et par la résistance permise par les dotations institutionnelles aux activités de lobbying.

### ***Environnement institutionnel et arbitrage entre efficacité et redistribution***

Il a été souvent considéré que les réformes étaient réalisées dans une logique économique de situation Potentiellement Pareto Supérieure, «*Potential Pareto Superiority*» (Sidack et Spulber, 1998, p. 219; Posner, 1992). Ainsi, la règle de compensation de Kaldor (1939) et Hicks (1939), qui voudrait que les gagnants au sens de Pareto dédommagent les perdants, est une situation inapplicable concrètement. Les interventions publiques ont deux motivations: la prise en compte des défaillances du marché (*market failure*) et la satisfaction des demandes de redistribution entre différents groupes de pression plus ou moins bien organisés<sup>32</sup>. Il convient de souligner que les différentes parties prenantes disposent de capacités de négociation, d'organisation et d'influence différentes. Ces négociations pour conserver ou accroître d'anciens avantages<sup>33</sup> peuvent conduire à des inefficacités (Haggard, 2000; Newbery, 2000). La définition des conditions et des rapports de force préexistants avant le changement de structure de régulation devient donc une question importante.

Ici, nous ne faisons pas l'hypothèse que les groupes d'intérêts recherchent la maximisation du surplus global en intégrant l'ensemble des effets externes positifs et négatifs de leur action. Nous considérerons que chaque partie prenante cherche à accroître son revenu spécifique par une législation qui lui soit favorable, comme les travaux fondateurs de

31. *Institutional endowment*, au sens de Levy et Spiller, 1994.

32. Ces problèmes de parties prenantes à la réforme qui recherchent des protections collectives qui expliquent le déclin des nations par l'action négative des groupes de pression qui bloquent les réformes nuisibles à leur intérêt.

33. Dans cette optique, nous considérerons que ces groupes de pression sont principalement déterminés par des gains financiers plutôt que par une rémunération symbolique ou honorifique.



McCubbins, Noll et Weingast (1987, 1989) le montrent dans le cas américain. Ces travaux sont proches des théories de la capture développées par Stiglitz (1971) et Peltzman (1976), qui ont interprété les réglementations par une structure de coûts et d'avantages. Cette structure de réflexion coûts-avantages distingue les gagnants et les perdants aux réformes dans une relation limitée à deux acteurs: le régulateur et la firme régulée. Depuis les travaux de Peltzman (1976), il est admis que les gains à distribuer aux différentes parties prenantes proviennent des rentes de monopole<sup>34</sup> et que la clef de distribution de ces revenus est influencée par les bénéfices nets des intérêts des groupes de pression. S'il existe un groupe dominant (traditionnellement, l'industrie régulée en monopole), il «capturera» le régulateur et se protégera contre les nouveaux entrants (Stigler, 1971). Dans cette perspective, la régulation est demandée par les firmes régulées pour se protéger des concurrents potentiels. Les tests empiriques de ces théories ont rapidement souligné leurs caractères trop restrictifs et opaques sur le fonctionnement institutionnel qui devient essentiel avec les processus de déréglementation et les réformes concurrentielles (Eberlein, 2001). Eberlein montre par exemple qu'il existe des modes différents de répartition des coûts et des avantages de la régulation entre les parties prenantes aux réformes que la distribution des rentes de monopole sous-jacente aux théories de la capture. Les théories de la capture postulent que tous les bénéfices sont concentrés sur un nombre limité d'acteurs, tandis que les coûts affectent dans une mesure limitée l'ensemble des consommateurs. Noll (1989) montre qu'il est aussi possible d'envisager la situation inverse. Il s'agit alors d'un cas où les rentes de monopole sont largement distribuées à l'ensemble de la population (par des tarifs de fourniture d'électricité très bas) au détriment des intérêts de la firme régulée, celle-ci n'étant

autorisée qu'à fixer un prix qui ne couvre pas ses coûts de fonctionnement<sup>35</sup>.

North (1990, p. 191) rappelle que cette contrainte politique de négociation des accords n'est pas déterminée «exclusivement» par des considérations d'efficacité économique et des coûts de négociation (*cost of bargaining*<sup>36</sup>). Milgrom et Roberts (1990) présentent également des coûts d'influence politique (*influence costs*) qui s'intègrent dans l'analyse de l'attractivité d'une réforme. Ces auteurs montrent aussi qu'il est pertinent d'adjoindre comme éléments de réflexion au schéma traditionnel de la théorie des coûts de transaction, à l'addition des coûts de production et de transaction, les coûts de négociation<sup>37</sup>. Ces auteurs distinguent trois origines aux coûts de négociation: la première source apparaît lorsqu'il existe une situation d'équilibres multiples, formalisés depuis par Aoki (2000, 2001), ou dans les cas où il existe plusieurs solutions à un problème de coordination des activités économiques, sans que le mécanisme des prix et de la hiérarchie ne fournisse de premier choix. Dans le cas de cette défaillance des mécanismes de coordination, il existe une zone possible de négociation qui doit être analysée par l'identification des coûts de négociation. Dans cette zone, les coûts de négociation permettent de déterminer *ex post* quelle a été la forme des choix réalisés. D'après Milgrom et Roberts (1990, p. 72-77), la seconde source des coûts de négociation réside dans

34. Les rentes de monopole existent dans les systèmes verticalement intégrés où le réseau de transport en monopole naturel permet de réaliser des économies d'échelle et d'envergure. Le partage de cette rente de monopole devient alors un enjeu pour les différentes parties prenantes de la réforme.

35. Ces situations sont fréquentes en Amérique du Sud, par exemple, et posent des problèmes délicats, car les réformes produisent des accroissements des prix de la fourniture d'électricité qui sont difficilement acceptables pour les consommateurs (Spiller et Martorell, 1996; Rufin, 2003).

36. *We interpret « bargaining cost » expansively, just as we did the term « transaction costs » to include all the cost associated with multilateral bargaining... include not only the wages paid to the bargainers or the opportunity cost of their time, but also the cost of monitoring and enforcing the agreement and any losses from failure to reach the most efficient agreement possible in the most efficient fashion.* Page 65.

37. Ceux-ci sont définis de manière générale comme l'ensemble des coûts engendrés par le processus de négociation entre tous les intervenants à l'arrangement institutionnel ainsi que tous les frais induits par le besoin de contrôle et de *monitoring* de l'accord ainsi obtenu par la négociation.

les difficultés et les coûts à se procurer l'information pertinente pour la décision. La dernière source de coûts de négociation apparaît à travers les possibilités offertes par la gestion active de l'information privée sur les préférences des agents détenus par les opérateurs. Plus les préférences sont connues précisément par les opérateurs, plus ceux-ci disposent de marges de négociation étendues pour négocier des protections fines et précises.

Les récents développements des travaux de Newbery (2000) ont montré que la nature de la propriété des entreprises électriques avait une influence sur la structure de la négociation entre les parties prenantes. Si la propriété des actifs électriques est publique, les groupes de pression s'exprimeront plus facilement sur la place publique pour négocier des avantages ; à l'inverse, quand l'entreprise électrique en monopole est privée sous régulation publique, les groupes de pression non propriétaires des actifs électriques sont représentés par le régulateur<sup>38</sup> ou par des associations<sup>39</sup>. Plus les entreprises électriques sont concentrées horizontalement et verticalement, plus les groupes de pression bien organisés sur la place publique réussissent à négocier des redistributions qui leur sont favorables<sup>40</sup>. Les montants ou les modalités de distribution de la rente dissipée sont alors fonction des conflits entre les différentes parties prenantes de la réforme, des capacités de négociation<sup>41</sup> et des coûts de transaction nécessaires pour atteindre un accord et en garantir la pérennité et l'efficacité à long terme<sup>42</sup>. L'architecture de la future régulation a des effets considérables sur les coûts et les bénéfices que vont subir les

parties prenantes et ces dimensions affectent l'intensité et la trajectoire de la réforme concurrentielle.

#### *Incomplétude, complémentarité et diversité*

Les travaux fondateurs de North (1991) soulignent que lorsque l'on choisit un groupe d'institutions pour structurer un pays, un ensemble d'incitations économiques et de protection des droits de propriété apparaissent de manière endogène. Le choix institutionnel structure la forme du pouvoir politique mis en place, les capacités d'action et les formes de contre-pouvoir accessibles aux perdants. Il convient ici de se départir de tout déterminisme excessif concernant les institutions, leur origine et leur fonction. Il faut garder en mémoire que chaque environnement institutionnel est un résultat historique particulier dont les modes de création sont indépendants de la rationalité économique. Les dotations institutionnelles ne sont pas le fruit d'un calcul rationnel, mais un produit historique qu'il faut chercher à analyser en termes d'efficacité économique. De cette origine politique, les institutions formelles ont gardé une empreinte particulière. Selon North (1993), « *Institutions are not necessarily or even usually created to be socially efficient; rather they, or at least the formal rules, are created to serve the interests of those with the bargaining power to create new rules* ».

Aoki (2000, 2001) souligne une seconde caractéristique de l'analyse institutionnelle<sup>43</sup>. Pour lui, l'analyse institutionnelle repose sur la diversité et la complémentarité des différents mécanismes composant une dotation institutionnelle. Comme les dispositifs institutionnels sont « complémentaires », l'étude d'une seule caractéristique est toujours sujette à caution. Cette caractéristique s'articule toujours avec d'autres, pouvant en modifier (positivement ou négativement) l'impact. Dans les différents dispositifs étudiés par Aoki (Japon, États-Unis et Europe), la transposition d'une caractéristique institutionnelle n'est pas une condition suffisante du succès, sans une

38. Dans les pays anglo-saxons.

39. Comme c'est le cas en Allemagne avec l'association VIK, ou en Espagne avec l'association UNESA.

40. Le traitement de la question charbonnière est une illustration parfaite de cette capacité à négocier des avantages tarifaires sur la place publique au détriment des consommateurs.

41. Sur combien de caractéristiques peut-on négocier ? Peut-on empêcher le processus, le ralentir ?

42. De manière générale, les réformes présentées comme étant des améliorations parétiennes ne sont pas crédibles, car elles ne sont pas durables ou elles soulèvent de trop vives critiques en faisant apparaître des transferts de revenus qui précédemment étaient plus opaques.

43. Si le schéma d'analyse d'Aoki n'est pas strictement équivalent à celui développé par North, son apport dans l'analyse institutionnelle n'en reste pas moins éclairant.

étude des autres facettes des dispositifs institutionnels. Cette complémentarité renforce la composante « diversité » de l'analyse institutionnelle, où plusieurs mécanismes peuvent dans les différents environnements institutionnels jouer un rôle équivalent.

Les travaux de Moe (1991) soulignent la dimension « incomplète » de l'analyse institutionnelle. Pour lui, tous les pays possèdent une Constitution explicite ou implicite, et il importe de comprendre les liens entre la Constitution (à savoir quelles sont les modalités de transformation des règles de prise de décisions publiques) et les performances économiques<sup>44</sup>. Moe rappelle que l'incomplétude constitutionnelle a deux conséquences : la première est une lutte entre les intérêts des pouvoirs en place à l'intérieur du système, et la seconde est le comportement des acteurs qui va déterminer la forme concrète du résultat. L'objectif commun des différents acteurs est d'essayer d'utiliser l'autorité publique pour déterminer l'organisation du gouvernement selon leurs intérêts particuliers. Car, même si les règles sont démocratiques, l'autorité publique est coercitive et produit des effets de redistribution. La légitimité du processus induit l'acceptation par les agents des nouvelles règles et normes qui redéfinissent les frontières entre les perdants et les gagnants dans les nécessaires transformations des cadres législatifs. La conséquence de cette incomplétude est qu'elle oblige à apprécier et à interpréter les principaux dispositifs institutionnels, dont certains points restent volontairement peu précis. Pagano (2000) précise que les lois sont également très incomplètes et que ce sont les acteurs qui, en les mettant en pratique (ou non), en désignent les limites et les insuffisances. Si ces lois ne sont pas investies par les différents acteurs, elles peuvent rester lettre morte et, dans ce cas, l'incomplétude du contrat législatif est très aiguë.

44. L'intérêt théorique de cette formalisation des Constitutions porte essentiellement sur les marges de manœuvre que permet un contrat qui ne précise que certaines procédures de décision et un cadre très général de règles qui permet aux dirigeants de la nation de faire face aux contingences historiques.

## Conclusion

Dans cet article, l'utilisation d'une lecture néo-institutionnelle a permis, par la complémentarité des approches transactionnelles et institutionnelles, de traiter des différentes questions composant les réformes électriques dans un cadre d'analyse unifié : les questions de segmentation de l'ancien monopole verticalement et horizontalement intégré, d'externalités, de problèmes de mesure, d'actifs spécifiques et d'opportunisme conduisant à une structure de gouvernance réglementée où coexistent mécanismes de marché et réglementation. Cette lecture montre également qu'il existe un fort problème d'opportunisme bilatéral entre les firmes et les consommateurs, et que les formes locales de pouvoirs de marché restent encore très délicates à éradiquer dans le cadre des réformes concurrentielles qui les ont fait naître.

Les réformes électriques impliquent de réaliser un ensemble de choix de mécanismes de coordination des activités par le marché ou par la réglementation, dont il n'existe pas encore de forme stabilisée. Les marchés électriques restent incomplets pour gérer l'ensemble des problèmes de coordination technique et économique, et cette incomplétude réintroduit l'opportunisme gouvernemental dans les relations électriques. Celui-ci s'ajoute alors aux autres formes d'opportunisme déjà identifiées par la Théorie des Coûts de Transaction entre les firmes et les consommateurs. Cette impossibilité d'introduire *ex ante* des marchés électriques complets nécessite alors une supervision réglementaire qui, dans le cadre de la Théorie des Coûts de Transaction, doit encadrer les transactions électriques de telle manière que l'opportunisme, les externalités et l'incertitude entre les différentes parties prenantes soient efficacement pris en compte.

## Bibliographie

- Alchian A. et Demsetz H. (1972) « Production, information costs, and economic organization », *American Economic Review*, vol. 62, December, p. 777-795.
- Aoki M. (1988) *Information, Incentives and Bargaining in the Japanese Economy*, Cambridge University Press.

- Aoki M. (2000) *Information, Corporate Governance, and Institutional Diversity*, Oxford University Press, Oxford & New York.
- Aoki M. (2001) *Toward a Comparative Institutional Analysis*, MIT Press Cambridge.
- Arocena P. (1998) «Privatisation and Liberalisation of the Spanish Electricity Industry: Did we learn something from the British Experiment» dans «Electricity in Europe in the 21st century: What performances and what game rules?», *Program & Proceedings*, University Paris 1, 13-14, November.
- Borenstein S., Bushnell J. et Stoft S. (1998) «The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry», *POWER Working Paper*, University of California Energy Institute.
- Brousseau E. et Glachant J.M. (eds) (2002) *The Economics of Contracts: Theories and Applications*, Cambridge University Press.
- Brousseau E. (1993) *L'économie des contrats. Technologies de l'information et coordination interentreprises*, Presses Universitaires de France.
- Chabaud D., Parthenay, C. et Perez Y. (2005a) Changement institutionnel et stratégies: Le cas des entreprises européennes d'électricité, présentation au colloque «Dynamiques d'entreprise et dynamiques institutionnelles» de Metz, 28-29 novembre 2005.
- Chabaud D., Parthenay C. et Perez Y. (2005b) Environnement institutionnel et trajectoire des entreprises. Une application à l'industrie électrique, *Management International*, 9 (3), p. 65-78.
- Chabaud D., Parthenay C. et Perez Y. (2005c) L'évolution de l'analyse northienne des institutions: la prise en compte des idéologies, *Revue Économique*, 56 (3).
- Coase R.H. (1937) «The Nature of The Firm», *Econometrica*, n° 4, p. 386-405.
- Coase R.H. (1960) «The problem of social cost», *Journal of Law and Economics*.
- Crocker K.J. et Masten S.E. (1996) «Regulation and administered Contracts Revisited: Lessons from Transaction Costs Economics for Public Utilities Regulation», *Journal Of Regulatory Economics*, vol. 9, n° 1, p. 5-40.
- Demsetz H. (1968), «Why regulate Utilities?», *Journal of Law and Economics*, vol. 11, p. 55-65.
- Eberlein B. (2001) «To Regulate or not Regulated Electricity: Explaining the German Sonderweg in the EU Context», *Journal of Network Industries*, 2, p. 353-384.
- Finon D. (2001) L'intégration des marchés européens: de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional *Économie et société, économie de l'énergie*, série EN n° 8 1-2/2001, p. 35-54.
- Finon D. et Staropoli C. (2001) «Institutional and Technological Co-Evolution In the French Electronuclear Industry», dans *Industry and Innovation*, vol. 8, n° 2, p. 179-199.
- Finon D. et Perez Y. (2006) Transactional Efficiency and Public Promotion of Environmental Technologies: The Case of Renewable Energies in the Electric Industry, *Ecological Economics Review* (à paraître).
- Finon D. et Perez Y. (2005) Institutional environment and credibility of governance structures of public policies. The case of the policies of promotion of renewable energies, Working Paper GRJM [www.grjm.net].
- Glachant J.-M. et Lévêque F. (1999) *La régulation du Gestionnaire du Réseau de Transport de l'électricité en France, étude pour le Service de l'électricité du ministère de l'Industrie*.
- Glachant J.-M., Finon D. (eds) (2003) *Competition In European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar.
- Goldberg V. (1976) «Regulation and administered contracts», *Bell Journal of Economics*, vol. 7, automne, p. 426-452.
- Graham C. et Prosser T. (1991) *Privatising Public Enterprises*, Oxford: Clarendon Press.
- Green R. et D. Newberry (1992) «Competition in the British electricity spot market», *Journal of Political Economy*, vol. 100(5), p. 929-953.
- Guash J.L. et Spiller P.T. (1999) *Managing the Regulatory Process: Design, concepts, Issues, and the Latin America and Caribbean Story*, The International Bank for Reconstruction and Development, the World Bank, Washington D.C.
- Haggard S. (2000) «Interest, Institutions and Policy Reform» dans Krueger A.O. *Economic Policy Reform: The Second Stage*, Chicago, University Press.
- Hicks J.R. (1939) «Foundations of Welfare Economics», *Economic Journal*.
- Hunt S. (2002) *Making Competition Work in electricity*, Wiley, New York.
- Joskow P.L. et Schmalensee R. (1983) *Markets for Power*, Cambridge, MIT Press, Massachusetts.



- Joskow P.L. (1991) «The role of Transaction cost economics antitrust and public utility regulatory policy», *Journal of Law Economics and Organisation*, vol. 7.
- Joskow P.L. (1996) «Introducing Competition into Regulated Network Industries», *Industrial and Corporate Change* 2, p. 341-382.
- Joskow P.L. (2000) Introduction dans *Economic Regulation Critical Ideas* dans *Economics 1*, edited by P.L. Joskow, Elgar Reference Collection.
- Joskow P.L. (2003) «Transactions Costs, Economics, Antitrust Rules and Remedies», *Journal Of Law, Economics, and Organization*, vol. 18, n° 1.
- Kaldor N. (1939) «Welfare Propositions of Economics and Interpersonal comparisons of Utility», *The Economic Journal*.
- Kleindorfer P.R. (1998) «Ownership Structures, contracting and regulation of transmission services providers», dans H.P. Chao et H.G. Huntington, *Designing Competitive Electricity Markets*, Kluwert Academics Press, Boston.
- Laffont J.J. et Tirole J. (1993) *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press.
- Laffont J.J. et Tirole J. (2000) *Competition in Telecommunications*, MIT Press.
- Lafontaine F. et Raynaud E. (2000) Créance Résiduelle et flux de rentes comme mécanismes incitatifs dans les contrats de franchise: compléments ou substituts?, *Revue d'économie Industrielle*, n° 92, p. 255-276.
- Levy B. et Spiller P.T. (1994) «The institutional Foundations of Regulatory Commitment: A comparative Analysis of Telecommunications Regulation», *Journal Of Law, Economics and Organization*, vol. 10, n° 2.
- Littlechild S. (1983) «Regulation of British Telecomm Profitability», *London HMSO*.
- McCubbins M.D., Noll R.G. et Weingast B.R. (1987) «Administrative Procedures as Instruments of Political Control», *The Journal of Law, Economics & Organisation*, vol. 3, Automne, p. 243-277.
- McCubbins M.D., Noll R.G. et Weingast B.R. (1989) «Structures and Process, Politics and Policy: Administrative Procedures and the Political Control of Agencies», *Virginia Law Review*, 75, p. 431-482.
- Ménard C. (1995) «Markets as Institutions versus Organizations as Markets: Disentangling Some Fundamental Concepts», *Journal of Economic Behavior and organization*, 28 (3), p. 161-182.
- Ménard C. (1997) «Le pilotage des formes organisationnelles hybrides», *Revue économique*, vol. 38, n° 3, p. 741-750.
- Milgrom P. et Roberts J. (1990) «Bargaining, influence costs, and organisation» dans Elat J.A. et Shepsle K.A. (1990) *Perspectives on Positive Political Economy*, Cambridge University Press.
- Moe T.M. (1991) «Politics and the Theory of Organization», *The Journal of Law, Economics & Organisation*, vol. 7, Special Issue.
- Moe T.M. et Caldwell M. (1994) «The Institutional Foundation of Democratic Government: A Comparison of Presidential and Parliamentary Systems», *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 150/1.
- Moe T.M. et Howell W.G. (1999) «The Presidential power of Unilateral Action», *The Journal of Law, Economics & Organization*, vol. 15, Number 1.
- Newbery D.M. (2000) *Privatisation Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London England.
- Newbery D.M. (2005) Introduction, Special Issue, *The Energy Journal, The Quarterly Journal of the IAEE's Energy Economics Education Foundation*, vol. 26, n° 4.
- Noll R. (1989) «Economic Perspectives on the Politics of Regulation», dans R. Schmalensee et R. Willig (eds), *Handbook of Industrial Organization*, Elsevier Science Publishers.
- Noll R.G., Shirley M.M. et Cowan S. (2000) «Reforming Urban Water systems in Developing countries», dans Krueger A.O., *Economic Policy Reform: The second Stage*, Chicago University Press.
- North D.C. (1991) *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*, Cambridge University Press.
- North D.C. (1993) «Institutions and Credible Commitment», *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149/1.
- Pagano U. (2000) *The Evolution of Economic Diversity*, Routledge, London.
- Peltzman S. (1976) Toward a More General Theory of Regulation, NBER Working Papers 0133, National Bureau of Economic Research, Inc.
- Percebois J. (2001) «Énergie et Théorie économie: un survol», *Revue d'Économie Politique*, n° 111, nov.-déc.
- Perez Y. (2002) *L'analyse Néo-Institutionnelle Des Réformes Électriques Européennes*, thèse de Doctorat, Université Paris I Panthéon-Sorbonne.

- Posner R.A. (1992) *Economic Analysis of Law* Little, Brown & Co., 4<sup>e</sup> édition.
- Prosser T. (1999) «Theorising Utility Regulation», *Modern Law Review* 62, p. 196-217.
- Rufin C. (2003) *The Political Economy of Institutional Change in the Electricity Supply Industry*, Edward Elgar.
- Sidak J.G et Spulber D.F. (1998) *Deregulatory Takings and the Regulatory Contract, the Competitive Transformation of Network Industries in the United States*, Cambridge University Press.
- Spiller P.T. et Martorell L.V. (1996) «How should it be done? Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile», dans Gilbert R.J. et Kahn E.P. (eds) *International Comparisons of electricity Regulation*, Cambridge University Press.
- Spiller P.T. (1996) «Institutions & Commitments», *Industrial and Corporate Change*, vol. 1, p. 421-452.
- Stigler G.J. (1971) «The Theory of Economic Regulation Bell», *J. of Economics & Management Science*, vol. 2, printemps, p. 3-21.
- Stoft S. (2002) *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, IEEE Press.
- Surrey J. (ed.) (1996) *The British Electricity Experiment*, Earthscan.
- Weingast B.R. (1995) «The Economic Role of Political Institutions: Market-Preserving Federalism and Economic Development», *Journal of Law, Economics and Organisation*, avril, p. 269-296.
- Williamson O.E. (1985) *The Economic Institutions of Capitalism*, The Free Press.
- Williamson O.E. (1996) *The Mechanisms of Governance*, Oxford University Press.
- Wilson R. (2002) «Architecture of electricity Power Market», *Econometrica*, vol. 70, n° 4.
- Wolfram C.D. (1999) «Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?», *Working Paper of POWER*, Berkeley University.
- Yvrande-Billon A. (2000) «La nouvelle structure ferroviaire britannique: une analyse par la théorie des coûts de transaction», *Working Paper ATOM*.



# Les différentes formes institutionnelles et leurs fondements juridiques

Pierrette SINCLAIR

Avocate associée chez Lapointe Rosenstein  
Montréal, Québec, Canada

## Introduction

La globalisation des marchés provoque dans les pays développés comme dans les pays en développement un contexte économique et financier qui évolue constamment. Les besoins accrus de services publics que requièrent les populations et la limitation des financements publics entraînent nécessairement de nouvelles façons de concevoir et de structurer les services publics et les moyens de servir les citoyens. On peut se demander quels sont les objectifs qui devraient être encouragés et protégés en dépit de tous ces changements.

Dans le développement du secteur électrique, il est possible de résumer les grands objectifs généralement reconnus pour assurer des services adéquats : fournir un approvisionnement *fiable*, préserver un approvisionnement *sécuritaire* et assurer un approvisionnement *compétitif* de l'électricité. Pour obtenir un tel résultat, une réforme en profondeur des institutions et une restructuration du secteur peuvent être nécessaires dans certaines juridictions.

Déjà, depuis le 19<sup>e</sup> siècle, diverses modalités de structuration ont été expérimentées dans les services publics. Des services en régie offerts par l'État, nous sommes passés à des services en gestion déléguée et en concession, selon l'expérience française, ou encore aux services en franchises (BOT<sup>1</sup>) du système anglo-saxon. Il n'existe pas de modèle parfait et on assiste à des solutions juridico-institutionnelles qui varient et évoluent dans le temps et selon les territoires. Plusieurs grandes questions se posent alors, entre autres : comment transmettre et mettre en œuvre les principes de continuité de service développés par les services publics étatiques, les principes d'égalité de

traitement et de non-discrimination ? Comment les transmettre dans des services soit gérés, soit financés par le secteur privé ? Comment va-t-on tenir compte des besoins des usagers et comment va-t-on administrer des biens publics de façon privée ?

Il existe plusieurs modèles et il est difficile d'en privilégier un plutôt qu'un autre ; le choix à notre avis devant être fait en fonction des institutions nationales existantes, du contexte politique et des buts visés. Cet exercice requiert une très grande souplesse et une adaptabilité institutionnelle soutenues par l'État en vue d'atteindre ses objectifs.

Nous allons analyser brièvement quelques-uns des modèles connus, afin de cibler certains choix qui sont offerts lors d'une réforme du secteur électrique. Il importe d'être conscient qu'aucun de ces modèles ne devrait être transposé tel quel, d'un pays à l'autre, mais qu'ils devraient plutôt être adaptés en vertu des besoins des usagers et des communautés locales ainsi que des objectifs visés par le pouvoir public et des priorités que se donne un gouvernement. Parmi ces priorités, on peut cibler : la mise sur pied d'une économie robuste, compétitive et attirante pour les investisseurs, la création de nouveaux emplois, l'établissement de coûts de l'électricité les plus bas possible, la sauvegarde d'un approvisionnement sûr et sécuritaire, la conformité aux règles de la protection de l'environnement, la mise en place de mesures reliées aux changements climatiques, l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence ou l'instauration d'un monopole avec la régulation nécessaire.

Le choix exercé lors d'une réforme institutionnelle sera donc fonction d'un ou de plusieurs des objectifs visés par le pouvoir public et des priorités qu'il aura auparavant établies.

1. BOT : Build, Operate, Transfer. En français : *Construction-Exploitation-Transfert* (CET).



## Les concessions et leurs variantes

La notion de concession a fait l'objet de nombreux commentaires et a été largement expliquée par les auteurs. D'une façon simplifiée, on peut dire que la concession est un contrat d'une durée déterminée entre l'État et un tiers en vue de l'exploitation de ressources naturelles nationales dans lequel la propriété de la ressource n'est pas transférée au concessionnaire. Par contre, le concessionnaire bénéficie du fruit de l'exploitation de cette ressource, que ce soit du pétrole, du gaz, de l'énergie ou toute autre ressource naturelle. La concession est généralement vue comme une expérience française et elle est souvent associée à la gestion déléguée de service public. Elle est bien connue et bénéficie d'une expérience diversifiée quant à son contenu et à son objet. La concession a été louée par certains et critiquée par d'autres, spécialement dans le cas de la concession publique étatique.

La concession «publique étatique» traditionnelle suppose que l'on confie la gestion de services publics, en l'occurrence le service de l'électricité, à une société, par une loi qui constitue une société d'État ou une société nationale d'électricité qui, dans certains cas, est également chargée de la production, de la distribution et du transport de l'électricité dans une entreprise intégrée. Dans plusieurs pays, ces sociétés publiques monopolistiques et intégrées ont tendance à se comporter comme le bras de l'État propriétaire. L'État leur confie alors des objectifs sociaux, économiques et politiques, et la préoccupation de gestion financière ainsi que l'efficacité productive risquent de se révéler déficientes. Il en résulte alors un manque de distance entre la société d'État et l'État propriétaire, ce qui ne favorise pas le développement de l'électricité et, par voie de conséquence, problème plus grave, ne favorise pas non plus le développement économique des pays où ces sociétés d'État sont à l'œuvre. On doit donc avouer que ce mode de concession est en défaveur et que la concession dite publique étatique a besoin de réformes en profondeur.

Plusieurs variantes de la concession existent. Quelle que soit la forme de concession adoptée, l'État reste propriétaire du domaine concédé et se réserve

un droit de regard sur les investissements et souvent sur les grandes orientations de l'entreprise. L'État et le concessionnaire adoptent un cadre contractuel plus structuré et également un suivi plus actif du contrat de concession. Le concessionnaire a la responsabilité de l'investissement, de l'exploitation, et reçoit en contrepartie l'ensemble des recettes découlant de l'exploitation.

La concession est dite globale si le secteur est concédé dans sa totalité (production, transport et distribution), par l'État concédant. La concession est dite par segments si elle s'adresse à une partie des activités de l'industrie électrique, soit à la production, au transport ou à la distribution. Dans ce contexte, le secteur de l'électricité aura été restructuré par l'éclatement des trois activités et chacune des activités peut être confiée à des opérateurs qui en prendront la responsabilité. Les deux activités qui se retrouvent le plus souvent dans le cadre de la concession dite par segments sont les activités de monopoles naturels, à savoir le transport et la distribution. Quant à la production, elle peut être ouverte à plusieurs opérateurs, et plusieurs territoires peuvent être concédés.

## Les BOT: un mécanisme adaptatif

La concession, pour des raisons qui avaient trait à des échecs répétés de sa mise en application, semble avoir perdu de sa popularité, et une nouvelle forme contractuelle de relation avec l'État est née, à savoir le BOT et ses divers modèles. La plupart des auteurs classifient toutefois ces nouveaux contrats dans la variante de la concession. La principale différence avec la concession de type traditionnel nous paraît être une mise à distance entre l'État hôte et le promoteur. Le BOT oblige cet État à instaurer un cadre juridique propice à la mise en place du contrat de BOT ainsi qu'à la protection des parties qui y interviennent, soit les investisseurs, les constructeurs et les opérateurs.

Depuis environ 20 ans, la structure de la concession a été internationalement transformée sous une forme qui est devenue le BOT (*Build, Own, Transfer*),

le BOOT (*Build, Own, Operate, Transfer*)<sup>2</sup> ou encore le BOO (*Build, Own, Operate*)<sup>3</sup>. Ce nouveau concept a été utilisé pour assurer le développement du secteur énergétique, notamment la construction de nouvelles centrales électriques, avec un financement provenant du secteur privé. Le concept est également appliqué pour la construction de routes, de chemins de fer, de ports ou d'usines de traitement de l'eau.

Les objectifs qui ont amené le secteur public et le secteur privé à négocier de tels contrats sont évidemment différents pour chacune des parties. La réussite de l'entreprise dans un pays donné dépendra certainement dans une large mesure du système juridique déjà implanté dans le pays visé. Le pays où l'on songera à implanter un BOT doit posséder un système juridique adéquat qui assure l'exécution et la pérennité des contrats intervenus, contrats qui lient les différentes parties entre elles. C'est pourquoi une réforme du secteur électrique doit parfois s'accompagner de réformes un peu plus larges permettant d'implanter de nouvelles institutions dans le système juridique existant et d'assurer qu'il n'existe pas de vide juridique ni d'incompatibilité dans le système juridique du pays visé.

Dans l'implantation d'un contrat de type BOT, le pays hôte devrait pouvoir fournir des mécanismes administratifs d'approbation adéquats et rapides, et des règles non arbitraires d'obtention des autorisations et des permis requis. En effet, un projet électrique peut nécessiter l'obtention des terrains, une évaluation environnementale, la connaissance et l'application des règles relatives au travail, etc. C'est pourquoi un guichet unique pour l'obtention des différents permis est fortement à conseiller. Les promoteurs d'un projet peuvent ainsi rapidement connaître les exigences de l'administration et ne se voient pas aux prises avec des délais injustifiés. Il est important aussi de noter que de telles règles bien énoncées et publiées facilitent grandement le financement des projets.

2. BOOT: Build, Own, Operate, Transfer. En français: *Construction–Propriété–Exploitation–Transfert*.

3. BOO: Build, Own, Operate. En français: *Construction–Propriété–Exploitation*.

Avant de se demander si l'établissement de contrats BOT convient à une administration, cette dernière pourrait se poser un certain nombre de questions. Permettez-nous de suggérer certaines de ces interrogations:

- Le gouvernement désire-t-il garder à long terme la propriété des installations?
- Permettra-t-on au promoteur de récupérer en entier ou en grande partie les montants investis au moyen de frais d'utilisation?
- Les frais qui seront imposés au public utilisateur, les clients, seront-ils acceptables d'un point de vue public et politique?
- Ces frais seraient-ils faciles à percevoir?
- Quelles sont les différentes options en termes de financement public et privé?
- A-t-on analysé les diverses options techniques?
- Quelles sont les incidences environnementales et sociales du projet, de même que les avantages pour les régions visées?
- Veut-on favoriser un acheteur unique pour l'énergie produite, et cet acheteur sera-t-il la société d'État distributrice d'électricité?
- Le transport de cette énergie sera-t-il fait également par une société monopolistique réglementée?

L'établissement d'une structure BOT ou BOOT, même très simple, requiert plusieurs intervenants dont les principaux sont les suivants:

1. La société de concession devant être formée.
2. Les prêteurs.
3. Les investisseurs.
4. L'entrepreneur: un contrat de construction et l'établissement des coûts de construction sont à prévoir.
5. L'utilisateur du projet.
6. L'exploitant: un contrat d'exploitation et l'établissement des frais d'exploitation s'imposent.

Le pays qui établit la structure doit être prêt à traiter avec plusieurs de ces intervenants et à réguler un certain nombre de leurs activités en vue des transactions qui auront lieu.

## Composantes juridiques d'une transaction BOT simple

On peut résumer ainsi les composantes juridiques d'une transaction BOT simple:

- élaboration de la structure du projet;
- négociation et rédaction de lettres d'entente et de documents préliminaires.
  1. Si un appel d'offres doit être lancé, il y a lieu de préparer celui-ci ou la soumission, le cas échéant.
  2. Il faut prévoir la constitution de la société de BOT et la négociation et la rédaction des conventions nécessaires, à savoir entre autres:
    - i. un statut de la société;
    - ii. une convention entre actionnaires;
    - iii. d'autres conventions régissant les apports des producteurs (soutien financier pendant la construction, transfert technologique, etc.).
  3. Négociation et rédaction des conditions d'accueil du projet: permis d'exploitation, convention d'établissement, régime fiscal et comptable, rédaction de lois ou règlements, etc.
  4. Négociation et rédaction du contrat d'achat d'électricité: acheteur unique ou autre modalité.
  5. Négociation et rédaction des contrats d'approvisionnement en combustible, le cas échéant (gaz, charbon, etc.).
  6. Négociation et rédaction de contrats accessoires (convention d'assurance, par exemple).
  7. Négociation et rédaction de conventions afférentes au financement du projet.
  8. Négociation et rédaction de l'appel d'offres pour la construction du projet.

gouvernementale qui sera partie au contrat de concession devra évaluer quelle est sa proportion de partage des risques liés au projet. La société de concession se verra aussi dans l'obligation d'assumer certains risques, tels ceux reliés aux contrats de construction et aux délais de mise en service. Le risque lié à la construction sera assumé en général par l'entrepreneur (par exemple, le retard de la fin des travaux), contre lequel il devra se prémunir.

La société de concession devra également être partie liée à un contrat d'exploitation avec l'exploitant et, de ce fait, pourra partager avec l'exploitant certains risques liés à l'exploitation. Il est évident que l'autorité gouvernementale qui devient partie à un contrat de BOT tend à se décharger de certains des risques inhérents à un projet, lesquels risques seront partagés par plus d'une partie qui espère en tirer certains bénéfices.

Le contrat de BOT peut donc prendre des formes diverses et se situer dans l'atteinte d'objectifs fort diversifiés. En général, les aspects suivants sont pris en compte dans un contrat BOT :

- les parties au contrat;
- le terme du contrat;
- les aspects techniques et opérationnels;
- les lois relatives au travail;
- le prix et la tarification;
- l'approvisionnement en combustible ou l'allocation des forces hydrauliques;
- la force majeure;
- les garanties environnementales et le soutien gouvernemental;
- les modifications aux droits existants;
- la responsabilité;
- la fin du contrat;
- la cession du contrat;
- l'arbitrage;
- la loi qui gouvernera le contrat;
- les mécanismes de résolution des conflits;
- les risques et exclusions.

## Répartition des risques et contrats de BOT

Dans un BOT, les risques sont répartis entre plusieurs des parties intéressées. Ainsi, l'autorité

On comprendra que chacune de ces rubriques doit être traitée en fonction des circonstances particulières à la transaction projetée. La complexité des transactions souligne l'importance d'y accorder une attention soutenue. Il importe également dans ce type de convention de toujours garder à l'esprit qu'il doit y avoir un équilibre juste entre les intérêts des investisseurs, les intérêts de l'autorité gouvernementale et ceux des consommateurs, et que cet équilibre doit répondre aux conditions du secteur donné et du pays hôte.

### La licence d'exploitation

La plupart des juridictions qui adoptent les modalités du BOT pour développer leurs infrastructures utilisent des ententes contractuelles. Par ailleurs, certains pays privilégient la licence d'autorisation. Il y a une distinction fondamentale entre la licence et le BOT. Dans le projet de type BOT, le gouvernement qui intervient devient en quelque sorte un cocontractant du développeur et les règles des contrats commerciaux s'y appliquent. Par ailleurs, l'octroi d'une licence est régi par les règles du droit administratif du pays qui l'accorde.

En effet, la licence est par définition une autorisation administrative permettant, pour une durée déterminée, d'exercer une activité réglementée, en général un service monopolistique. C'est ainsi qu'existent, selon les différentes juridictions, les licences de transport, les licences de pêche, les licences d'exploration, etc. Dans le secteur énergétique, la licence peut concerner la production, la distribution ou le transport.

En termes juridiques, la licence est définie comme une procédure permettant à l'administration d'effectuer une surveillance particulièrement serrée de certaines activités, en général des activités réglementées. La licence impose que ces activités, examinées une à une, soient acceptées par l'autorité à des conditions, selon les cas, plus ou moins sévères. Leurs conditions d'attribution sont également assez rigoureuses et correspondent à des normes plus ou moins précises. Dans le cas du secteur de l'énergie,

les licences qui permettent, à titre d'exemple, la distribution du gaz ou de l'électricité sont soumises à approbation et émises par les autorités gouvernementales pour des périodes plus ou moins longues dans des territoires désignés. Lorsque les activités sont réglementées, l'autorité gouvernementale prend avis auprès de l'organisme de régulation avant d'accorder la licence d'exploitation, que ce soit pour le gaz ou l'électricité. L'autorisation peut être accordée par loi spéciale ou encore par autorisation administrative pour un territoire déterminé. Une période déterminée peut être octroyée avec imposition de conditions d'exercice. En général, l'autorisation est révocable par l'autorité qui l'a accordée. La licence ou autorisation peut accorder un droit exclusif ou elle peut octroyer à plusieurs personnes des droits d'exercice sur un même territoire à des conditions données.

Un exemple d'octroi de licence se trouve dans la *Loi concernant les forces hydrauliques du Canada*<sup>3</sup>. L'octroi de cette licence est régi par le *Règlement sur les forces hydrauliques du Canada*<sup>4</sup>. La licence définitive est accordée après un long processus: demande formelle (application), publication et enquête, permis d'arpentage, production et approbation de plans, octroi de permis de priorité, concession intérimaire, dépôt de garantie, définitions des obligations de la personne à laquelle la licence est octroyée ainsi que de la période et des conditions du terme. La définition de la licence définitive (*final licence*) se retrouve à l'article 2 du Règlement sous le vocable «concession définitive» dans le texte français, avec la référence à «*final licence*» de la version anglaise du Règlement:

«*concession définitive*» signifie une concession autorisant la dérivation, l'utilisation ou l'emmagasinage de l'eau en vue d'exploitation d'énergie ou en vue de transporter et distribuer la force hydraulique; (*final licence*).

L'octroi d'une licence d'exploitation suppose en effet des mécanismes d'approbation et de régulation. L'autorité concédante souhaite, dans la plupart des

3. L.R.C., 1985, c. W-4.

4. C.R.C., c. 1603.

cas, soumettre à une réglementation et à une surveillance sévères les entités auxquelles elle a accordé des licences d'exploitation. Une telle approche paraît destinée à empêcher l'arbitraire et à donner à l'État, d'une part, l'assurance que ceux qui détiennent les licences agiront de façon responsable et qu'ils feront l'objet d'une surveillance adéquate et, d'autre part, à faire en sorte que les détenteurs de ces licences soient traités de façon juste et équitable dans l'intérêt public. Ainsi, un bon climat réglementaire et une stabilité économique sont favorisés.

Les licences d'exploitation seront surveillées par l'autorité réglementaire et un encadrement institutionnel sera mis en place. Il est idéalement préférable que les ministères soient placés à distance et que l'intervention ministérielle ne se fasse que dans des conditions précises et publiques. L'autorité réglementaire devra agir dans un contexte d'indépendance, de transparence, d'impartialité et de compétence. De telles conditions sont nécessaires pour donner aux investisseurs l'assurance de ce climat réglementaire stable et durable qui se traduit par un retour sur l'investissement acceptable et des standards de qualité de service et de sécurité d'approvisionnement.

Dans plusieurs juridictions, la production n'est pas réglementée et est laissée à la libre concurrence. Les licences d'exploitation sont alors consenties pour les activités de distribution et de transport, et il y a également avantage à ce qu'elles soient adéquatement surveillées par l'organisme de régulation.

### **Adaptation des formes juridiques aux spécificités des situations: le cas du Québec**

À titre d'exemple d'adaptation de formes juridiques aux spécificités des situations, il apparaît intéressant de faire un survol de l'expérience du Québec, expérience qui prend place dans un contexte nord-américain.

La forme juridique que prend au Québec la petite production d'électricité (moins de 50 MW) par le secteur privé est souvent citée comme un exemple soit de partenariat public-privé (PPP), soit de BOOT. Il est dit de ce partenariat qu'il fonctionne bien, après

quelques premières difficultés de mise en application. On le cite maintenant comme exemple et on peut prévoir qu'avec l'implication progressive et la participation des autorités régionales<sup>5</sup> et des collectivités autochtones, ce modèle de concession s'imposera comme une des méthodes progressives et modernes de gérer de manière privée des biens publics.

L'expérience du Québec s'inscrit dans un encadrement juridique de droit civil en ce qui concerne les arrangements contractuels. Le Québec et le Mali<sup>6</sup> ainsi que plusieurs autres pays en développement ont ceci en commun: ils possèdent tous des ressources hydrauliques importantes qui peuvent être mises à profit. Un bref aperçu historique nous paraît nécessaire afin de comprendre l'évolution du secteur électrique au Québec et l'encadrement juridique actuel.

### **Mise en situation historique**

Au début du vingtième siècle, le Québec avait vu se développer plusieurs sociétés privées d'électricité qui opéraient dans différentes régions et se partageaient le territoire, encadrées par un organisme de régulation économique, la Régie de l'électricité et du gaz naturel.

En 1944, le gouvernement du Québec nationalisait quelques sociétés d'électricité privées qui existaient depuis le début du siècle, et créait la Commission hydroélectrique du Québec («Hydro-Québec»). Au début des années 1960, une nationalisation majeure fut entreprise et la plupart des sociétés privées d'électricité furent intégrées dans la société nationale. La mission de cette société était de fournir l'électricité à tous les citoyens du Québec aux prix les plus bas, compatibles avec une saine administration financière.

5. Voir la *Loi sur le ministère du Développement économique et régional et de la Recherche* (2003, L.Q., c-29) entrée en vigueur le 23 mars 2004 (Décret 222-2004).

6. Cet article avait été préparé dans le cadre d'une conférence donnée à l'Atelier national de Bamako, au Mali, lors d'un colloque organisé par l'IEPF, les 28, 29 et 30 juillet 1998.



Hydro-Québec a évolué dans le temps et est devenue une corporation à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1978, et une compagnie à fonds social depuis le 19 décembre 1981. Les actions d'Hydro-Québec font partie du domaine public du Québec et elles sont attribuées au ministre des Finances du Québec. Les affaires d'Hydro-Québec sont administrées par un conseil d'administration dont les membres sont nommés par le gouvernement, le sous-ministre des ressources naturelles étant d'office membre du conseil d'administration de la Société sans avoir le droit de vote. Le conseil d'administration est dirigé par un président nommé par le gouvernement, et le conseil, avec l'approbation du gouvernement, nomme pour une période qui n'excède pas cinq ans un président-directeur général qui exerce cette fonction à temps plein.

La Société est ce qui s'appelle en droit anglo-saxon un agent de la couronne, c'est-à-dire un mandataire du gouvernement ou *Crown Corporation*, et ce, depuis sa formation en 1944. La Société a le pouvoir de posséder des biens meubles et immeubles. Toutefois, les biens qu'elle possède sont la propriété du gouvernement avec cette modulation que l'exécution des obligations peut être faite sur les biens de la Société. La mission d'Hydro-Québec a évolué avec le temps: de son objet premier qui était de fournir de l'énergie, Hydro-Québec a de plus pour objet d'œuvrer dans les domaines de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie (*Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5, article 22).

Hydro-Québec se voit favorisée par le législateur qui prohibe toute cession de force hydraulique du domaine de l'État et réserve la mise à la disposition d'Hydro-Québec des forces hydrauliques du domaine public en vertu de l'article 32 de la loi constitutive.

Au début des années 1980, à la suite de la crise du pétrole et de l'ouverture à la production privée aux États-Unis, le gouvernement du Québec – s'inscrivant dans cette orientation – intervenait dans une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle

Hydro-Québec s'engageait à céder au gouvernement un certain nombre de sites potentiels de développement hydroélectrique de moins de 25 MW. Ces sites lui avaient été dévolus lors de deux exercices de nationalisation. Le gouvernement adoptait une politique relative à la production privée d'électricité, révisée en 1993, et lançait un appel d'offres pour l'octroi de contrats d'achat d'électricité à des producteurs privés. Une limite de location des forces hydrauliques à moins de 25 MW était établie. Dans ce contexte, le gouvernement du Québec créait un guichet unique, à savoir le ministère en charge des Ressources naturelles, pour recevoir les demandes des producteurs privés et octroyer à ces derniers une concession de forces hydrauliques et de terrains publics nécessaires à l'aménagement des ouvrages. Depuis 1999, la limite de location des forces hydrauliques à des producteurs privés a été élevée à une puissance inférieure à 50 MW. Un nouvel appel d'offres a été lancé par Hydro-Québec. Quelques sites ont été octroyés, bien qu'un moratoire ait été appliqué ultérieurement.

Après une période de moratoire sur la production indépendante et quelques hésitations, un nouveau régime d'octroi et d'exploitation des forces hydro-électriques du domaine de l'État fut lancé le 24 mai 2001, suivi d'une liste de sites pour fins de location. D'autres appels d'offres suivirent pour la petite hydraulique, la production thermique, l'éolienne et la biomasse<sup>7</sup>.

Le gouvernement du Québec a institué, en 1996, la Régie de l'énergie, organisme chargé de surveiller les opérations de la compagnie d'électricité, et de fixer ou de modifier les tarifs et les conditions de fourniture et de transport d'électricité au Québec. Depuis, la production d'électricité a été déréglementée.

Les producteurs privés recherchent en général les contrats d'achat ferme d'électricité de longue durée. Ceux qui ne détiennent pas de contrat ferme avec Hydro-Québec ont deux autres choix: soit vendre

7. Entre autres, appel d'offres AOPCH-02 d'Hydro-Québec Production, rendu public le 29 avril 2002.

aux municipalités distributrices d'électricité ou exporter vers les États-Unis. Toutefois, le tarif de transport de TransÉnergie les empêche d'être très compétitifs et les règles liées à la capacité de transport peuvent constituer un frein.

### **Contrats avec l'administration publique**

Dans le cas des appels d'offres pour la production hydraulique privée, le contrat entre le gouvernement du Québec et le producteur privé a ceci de particulier que les ouvrages et les centrales qui existent sur les sites sont vendus aux producteurs avec obligation de retour à l'État à la fin du terme. L'État fait donc réaliser par le producteur une activité qui est habituellement dévolue au secteur public. L'État est donc appelé à être présent tout au long de l'exécution du projet. Les forces hydrauliques et les terrains du domaine public requis pour l'exploitation sont loués aux producteurs généralement pour une période de 20 ans après la mise en service commerciale, avec possibilité de renouvellement pour une autre période de 20 ans. Le producteur paie à l'État un loyer pour l'utilisation du lit du cours d'eau et des terrains nécessaires à l'exploitation de ses ouvrages et réservoirs, et des droits d'inondation. Il paie également une redevance annuelle qui correspond à chaque 1 000 kW d'énergie produite pour la location et l'utilisation des forces hydrauliques, redevance dont le taux est établi par un décret gouvernemental. De plus, le producteur a l'obligation de payer une redevance statutaire qui est prévue dans la *Loi sur le régime des eaux* (L.Q. c. R-13), loi qui établit le cadre juridique de l'utilisation des forces hydrauliques et le cadre juridique de la mise en place et de l'exploitation des barrages et réservoirs. Le gouvernement se garde un droit d'accès aux livres des producteurs et un droit de surveillance des lieux loués. Le contrat prévoit des restrictions quant au transfert de l'aménagement pendant les cinq premières années de l'exploitation et relativement aux changements de contrôle. La Loi et le contrat prévoient que le producteur est responsable des dommages qu'il pourrait causer aux biens du domaine public ou à la propriété

privée. Il doit également s'assurer contre les risques et se voit fixer des contraintes d'exploitation. Il doit en outre accepter une utilisation à usages multiples de la retenue artificielle créée par le barrage, notamment à des fins de loisirs, municipales, etc.

À l'expiration du terme du contrat ou lors de son renouvellement, le producteur s'engage à céder à l'État les installations incluant les constructions et améliorations qu'il y aura faites, ce qui apparente ce contrat à un BOOT. Le producteur s'engage également à obtenir les permis et autorisations nécessaires, au nombre desquels on compte le certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement pour la conformité des installations aux critères environnementaux et des obligations relatives aux modalités d'exploitation. Il doit également obtenir la permission de la Commission du territoire agricole si les installations sont situées en milieu agricole ainsi que les permis des municipalités locales dans lesquelles se trouve situé l'aménagement.

Les propositions des producteurs déposées après appel d'offres public sont évaluées en tenant compte de certains critères, à savoir expérience et compétence du producteur et des consultants, capacité financière à réaliser le projet, qualité technique de la proposition, amélioration du site, impact du projet sur le développement socio-économique de la région. La nouvelle politique établit des exigences supplémentaires, entre autres les avantages économiques que pourront en retirer les collectivités locales et l'acceptation par le milieu. Le producteur finance son projet auprès d'une institution bancaire ou financière, laquelle fait une vérification diligente de tous les titres, documents et aspects techniques du projet afin d'évaluer sa viabilité et sa conformité aux lois et règlements.

La société d'État a préparé et normalisé des contrats types d'achat d'électricité des producteurs privés. Les principales clauses de ces contrats concernent la durée du contrat qui est en général la même que celle de la concession par le gouvernement, la livraison et le début de la livraison, la quantité, la puissance contractuelle, les facteurs

d'utilisation, l'énergie annuelle, le prix de l'électricité, les pénalités, le point de livraison ainsi que les frais d'intégration et d'exploitation, les modalités techniques de même que la responsabilité et les assurances.

L'achat par Hydro-Québec des producteurs privés représente toutefois une infime partie de l'énergie dont dispose Hydro-Québec, c'est-à-dire, en ce moment, une puissance installée de 286 MW en production hydraulique sur une puissance installée pour Hydro-Québec de 33 616 MW, presque entièrement d'origine hydraulique.

Ce qui est remarquable dans les actions prises par le gouvernement du Québec, c'est le haut degré de consultation du milieu mis de l'avant et la préoccupation d'obtenir l'adhésion des groupes intermédiaires. Quelle que soit la forme institutionnelle choisie, l'information et l'acceptation des participants au processus semblent la clé du succès d'une réforme. La réalisation d'un projet de réforme du secteur électrique doit chercher les adhésions des décideurs, des communautés locales, des techniciens, des cadres et employés du secteur, des acteurs sociaux, des syndicats, des industriels et des consommateurs.

## Conclusion

Dans une réforme institutionnelle du secteur électrique, on peut imaginer, comme au Québec, une dé-intégration financière et administrative de la société d'État, avec une ouverture du réseau de transport qui mette sur le même pied d'égalité la société d'État productrice d'électricité et le producteur indépendant ou le courtier en électricité. Le marché peut être ouvert au commerce de gros, c'est-à-dire à la revente à des systèmes de distribution municipaux ou privés. Par ailleurs, l'ouverture du marché de détail, dans laquelle les grands consommateurs industriels, les clients commerciaux et même les clients domestiques peuvent avoir le choix de leur fournisseur, est une seconde étape qui n'a pas encore été franchie dans plusieurs juridictions, incluant le Québec.

On peut concevoir la création d'un organisme réglementaire à vocation quasi judiciaire devant

prendre en compte les principes de justice naturelle, tenir des audiences publiques sur les questions importantes et être assujéti aux obligations de transparence, de cohérence, d'indépendance et de *audi alteram partem*, c'est-à-dire l'obligation d'entendre toutes les parties dans un débat contradictoire. Un tel organisme peut être souhaitable dans la marche vers une ouverture complète des marchés à la concurrence, ouverture qui peut devoir être faite par étapes.

La construction de nouvelles installations peut être confiée au secteur privé soit sous la forme de concession, soit sous la forme de BOT ou de BOOT. Dans ces cas, les biens patrimoniaux reviennent à l'État à la fin de l'exercice. Dans certaines juridictions, l'octroi d'une licence d'exploitation pour une période déterminée à des conditions préétablies peut être le moyen prévu par le législateur.

Concevoir et mettre en œuvre un projet collectif qui mobilisera toutes ses forces vives est une importante étape pour une société. Parmi les choix qui s'offrent, de multiples options sont ouvertes. La mise en place du cadre institutionnel doit suivre et non précéder la vision d'une société, et les choix seront fonction des objectifs visés. L'expérience nous a appris qu'un secteur énergétique en bonne santé est le fer de lance de tout développement économique. Un secteur énergétique en bonne santé est un secteur où les responsabilités sont clairement définies et où les institutions choisies s'inscrivent dans la culture juridique et institutionnelle du pays qui les reçoit. Ces institutions doivent être acceptées par le milieu, avant d'être traduites en termes juridiques et comptables, pour qu'elles aient toutes les chances de succès.

Il est important que les experts qui participent à un processus de restructuration travaillent avec les juristes du pays et que ces derniers soient vigilants pour que les principes soient traduits en conformité au droit positif du pays qui les reçoit. Le nouveau cadre institutionnel doit s'imbriquer dans le système juridique du pays pour ne pas créer de confusion ni de difficulté d'application. Cet exercice paraît essentiel au succès d'une entreprise de restructuration. De plus, il s'agit là d'une condition de la légitimité du



processus et de sa compréhension et acceptation par ceux qui le mettront à exécution.

Le pays dont le secteur électrique est restructuré doit être un partenaire fort et actif du concessionnaire ou du cocontractant pressenti, et l'évaluation des besoins doit se faire de façon périodique et constante. Un organisme de régulation indépendant et efficace assurera la stabilité du climat réglementaire et permettra la surveillance du secteur en vue de la sauvegarde de l'intérêt public.

### Bibliographie sélective

- Augenblick, Mark et B. Scott Custer Jr., *The Build, Operate and Transfer («BOT») Approach to Infrastructure Projects in Developing Countries*, Working Paper, The World Bank, août 1990.
- Appiah, J.D., *Infrastructure Projects: BOT Projects – Developed Country Structuring*, International Business Lawyer, vol. 19, avril 1991, p. 206-211.
- Bacon, Robert, «Competitive Contracting for Privately Generated Power», *Viewpoint*, Washington D.C., Suzanne Smith, éd., The World Bank, 1995.
- Basile, Antoine, «Les CET (BOT): Aspects économique, juridique et institutionnel», Séminaire de l'Union internationale des avocats sur le BOT, Beyrouth, Liban, avril 1997.
- Cross, E.D., *Electric Utility Regulation in The European Union*, Chichester, John Wiley & Sons, 1996, p. 1 à 17.
- De Guillenchmidt, Jacqueline, «L'expérience française de gestion concessionnaire des services publics», dans *Investissements et nouveaux aspects contractuels dans les industries électriques africaines*, Québec, Institut de l'Énergie et de l'environnement de la Francophonie, 1998, p. 99 à 107.
- Devernay, Jean Michel, *Public/Private partnership: will it meet the challenge of financing future hydro-projects?*, The World Bank Energy Forum, 24 et 25 février 2003.
- Direction for Change, *Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario*, Toronto, ministère de l'Environnement, novembre 1997.
- Ford, B.D., J.W. Stein et J.L. Pote, «Offtakers and Power Purchase Agreements», in *Power Project Documentation*, Hong Kong, Asia Law and Practice Publishing Ltd, 1997, p. 43 à 61.
- Girod, Jacques, «Les changements institutionnels dans les secteurs électriques des pays en développement, dans *L'organisation et le développement des secteurs électriques de l'Asie du Sud-Est*, Québec, Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, 1997, p. 86 à 100.
- Guislain, Pierre et Michel Kerf, «Concessions – The Way to Privatize Infrastructure Sector Monopolies», *Viewpoint*, Washington D.C., Suzanne Smith, éd., The World Bank, octobre 1995.
- Haley, Geoff, *A-Z of BOOT*, London, IFR Publishing, 1996.
- Hancher, Leigh, «Energy Regulation And Competition In Canada», *Journal Of Energy And Natural Resources Law*, vol. 15, n° 4, novembre 1997, p. 338 à 365.
- Macnab, Duncan et Jeremy Connick, «Concession Agreements and BOT Projects», in *Power Project Documentation*, Hong Kong, Asia Law and Practice Publishing Ltd, 1997, p. 5 à 20.
- Mahmassani, Ghaleb S., *L'allocation des risques dans les contrats B.O.T.*, étude présentée à la conférence organisée par l'Union Internationale des Avocats et le Barreau de Beyrouth sur «les Contrats B.O.T.», 16 et 17 mai 1997.
- Percebois, Jacques, «Le Financement des projets hydrauliques dans les pays en développement: enjeux et contraintes», *Revue de l'énergie*, mai 2003, p. 331 à 336.

# Réforme réglementaire et transaction de privatisation: la restructuration financière et la comptabilité des concessions

Jacques CORBIN, c. a.

Vice-président

Le Groupe Conseil REGIE inc., Bromont (Québec), Canada

Pour comprendre et assurer un suivi adéquat par les régulateurs et l'autorité déléguante des services délégués à des investisseurs privés, il est essentiel de maîtriser les aspects financiers liés à la réforme et la transaction à implanter.

La définition et la mise en place d'une réforme institutionnelle débouchent normalement sur l'introduction de nouveaux opérateurs en charge du service public de l'électricité ou de l'eau. Cet exercice passe par une phase de négociations qui se révèle délicate, dans la mesure où elle nécessite une réflexion approfondie de la part des deux parties en présence que sont l'État et les opérateurs privés :

- Du côté de l'État, il est question d'adopter un cadre réglementaire qui soit assez attrayant pour susciter la participation des opérateurs privés, tout en négociant la fourniture du service concédé à des coûts socialement supportables par les populations.
- Quant au partenaire privé, de nombreux critères lui servent de base d'évaluation et interviennent dans sa décision de s'impliquer ou non dans l'offre de fourniture du service qui lui est faite.

En tout état de cause, deux logiques s'affrontent dans cette négociation et il s'agit au fond de parvenir à une juste répartition des risques entre l'autorité publique et les opérateurs privés. Il n'est pas dans notre intention ici de nous substituer à l'une ou à l'autre des deux parties en présence et de prendre position, car non seulement le processus de négociation est propre à chaque pays, mais il dépend en plus de la culture d'entreprise de chaque opérateur privé.

Le présent exposé a pour objet de clarifier les visées de chacune des parties en présence. Cette clarification s'avère d'autant plus cruciale que les contrats qui ont cours dans les services publics des pays d'Afrique subsaharienne concernent des entreprises qui se trouvent dans des situations pour le moins délicates, comme nous le verrons plus bas, et dont les contrats de reprise présentent la particularité de devoir courir sur des périodes considérables, soit de 15 à 25 ans. Cette longue période est souvent le prix à payer pour permettre la remise à niveau des biens servant à l'exploitation (compte tenu de l'état de ces biens) et également pour permettre l'extension des services pour faire face à la demande, et finalement pour améliorer rapidement la qualité ainsi que le rendement de la gestion technique et financière des services.

Ce texte se focalise sur la préparation et la mise en œuvre de la transaction de privatisation de l'entreprise en charge du service public de l'électricité ou de l'eau. Cette transaction constitue un axe central de la réorganisation sectorielle et doit donc être cernée de façon précise afin de procéder à une transition qui préserve les intérêts de toutes les parties en présence et qui assure la réussite du nouveau schéma institutionnel envisagé.

Le fait qu'il y ait une négociation commande de se pencher sur les motivations des uns et des autres et d'essayer de saisir les critères qui motivent les opérateurs privés. Il est essentiel de garder à l'esprit que le but de l'exercice est de confier l'exploitation et la gestion du service public de l'électricité ou de l'eau à des partenaires privés, tout en leur transférant simultanément les risques associés aux activités dont

## ENCADRÉ 5.1

### Le point de vue d'un investisseur privé pour une transaction de privatisation

Yves Picaud – Groupe Compagnie générale des eaux – Vivendi

La décision de s'impliquer ou non dans une privatisation passe, pour l'investisseur privé, par l'analyse de l'ensemble des risques qu'il encourt. Ceux-ci sont nombreux et de nature diverse, mais ils se concentrent fondamentalement sur la maîtrise du risque pays, du risque financier et du risque social, sous les objectifs affichés d'équilibrer les comptes de l'entreprise à privatiser et d'atteindre une rentabilité minimale du capital investi.

#### Le risque pays

Les industries d'infrastructures se caractérisent par des investissements lourds qui, une fois réalisés, ne sont pas transférables puisqu'il est impossible de les déplacer d'un pays à un autre. De plus, ces investissements présentent la spécificité de ne pas pouvoir être reconvertis pour un autre usage que celui pour lequel ils ont été réalisés. Il apparaît en effet difficile, par exemple, d'affecter une ligne de transport d'électricité ou une station d'épuration des eaux à un autre usage que celui pour lequel elles ont été construites. Il est donc impératif pour les investisseurs d'apprécier les risques sur la durée, et de se placer dans une perspective à moyen et à long terme.

Exemples de risques liés à des notifications de politique :

- Les services de masse (électricité, eau) ont connu une longue tradition de prix subventionnés. L'établissement des tarifs est bien souvent politisé et il peut arriver que le tarif négocié par l'investisseur lors d'un « Construction–Exploitation–Transfert » (CET)<sup>1</sup> (construire le bien, l'exploiter sur une période déterminée et remettre le bien à la fin de la période d'exploitation), par exemple, soit totalement remis en question en cours de contrat par les pouvoirs publics pour répondre à des objectifs politiques à court terme.
- Risques associés au coût et à l'approvisionnement en matière première. Dans un projet de production électrique, l'investisseur peut dépendre de façon critique de la fourniture en mazout. Si celle-ci dépend d'une société d'État, l'investisseur aura à mesurer les risques et à examiner la sécurité de l'approvisionnement.

Exemples de risque liés à la convertibilité – transfert des bénéficiaires :

- Dans les projets d'infrastructures de réseaux (électricité, eau, télécommunications locales, etc.), les revenus collectés le sont en monnaie locale. L'investisseur est donc amené à s'assurer de la convertibilité et des possibilités de transfert.

Exemples de risque liés à l'environnement politique :

- Les infrastructures sont particulièrement exposées aux risques de destruction liés aux guerres et aux troubles de l'ordre public. L'histoire récente de l'Afrique a un impact évident sur la perception du risque politique par les investisseurs. Il apparaît évident que les investisseurs privilégieront les pays stables, au détriment de ceux qui ont connu ou connaissent des troubles sociaux ou des guerres.

#### Le risque social

Ce risque n'est que rarement mentionné. Cependant, selon nous, il s'agit d'un risque majeur à évaluer précisément. Il s'agit de mesurer le degré d'acceptation par les partenaires sociaux locaux (syndicats, membres du personnel, etc.) de l'idée de privatisation. L'expérience montre que dans les sociétés où ce point a été particulièrement pris en compte et où le personnel et les syndicats ont été sensibilisés à l'idée de privatisation, le processus s'est déroulé de façon harmonieuse. Cette sensibilisation est un gage de succès et les pouvoirs publics gagneraient à préparer et à mener la concertation avec l'ensemble des partenaires sociaux.

#### Le risque financier

Les sources de risques financiers sont considérables. Ces derniers peuvent être liés à la solvabilité des clients, aux aspects contractuels des clients ou des partenaires, au taux d'intérêt, au taux de change, à la fiscalité, etc.

En tout état de cause, ces risques font l'objet d'une évaluation très précise par l'investisseur privé et d'une mise en cohérence avec ses objectifs qui sont d'équilibrer les comptes de la société et d'atteindre une rentabilité minimale du capital investi selon les critères propres à chaque groupe d'investisseurs.

La mitigation de ce risque est cruciale, car c'est d'elle que dépendent la mobilisation des fonds provenant des banquiers pour financer les investissements et, également, l'intéressement des actionnaires locaux.

1. BOT : Build, Operate, Transfer. En français : *Construction–Exploitation–Transfert* (CET).

ils ont alors contractuellement la responsabilité. Il est donc essentiel de bien comprendre l'importance des aspects comptables et financiers, pierres angulaires du processus qui va consister en une détermination et une évaluation des risques associés aux activités à reprendre.

La section «Les BOT : un mécanisme adaptatif» traitera des aspects liés à la restructuration financière des entreprises à privatiser. Cette première partie, qui constitue le préalable de toute transaction de privatisation, comporte un diagnostic financier indispensable au choix de la structure juridique de l'entreprise à privatiser.

Les éléments devant aboutir à la transaction proprement dite seront l'objet de la section «Composantes juridiques d'une transaction BOT simple», où une analyse des régimes de propriété et d'exploitation des biens d'une entreprise de service public sera réalisée. Les trois types de biens que l'on retrouve dans ces entreprises, à savoir les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres, seront analysés. Le traitement comptable de ces biens pourra alors être disséqué avant que l'on aborde la question de la fiscalité des concessions.

Il faut également souligner que la maîtrise de l'ensemble de ces éléments est essentielle à une saine régulation des services publics délégués. En effet, toute demande d'ajustement tarifaire prend nécessairement en compte l'entretien, le renouvellement ou l'acquisition de l'un, de deux, ou des trois types de biens mentionnés ci-dessus. Il est donc essentiel d'en maîtriser le traitement comptable qui en est fait dans les états financiers du délégataire pour pouvoir corriger le tir au besoin.

## Diagnostic global et structure juridique de l'entité à privatiser

La décision d'implication d'un partenaire privé se basera sur un diagnostic global de l'entité à privatiser, qui se décline sur plusieurs plans :

- le volet financier ;
- le volet technique ;

- le volet juridique ;
- le volet ressources humaines ;
- le volet environnemental.

Chacun de ces volets fera bien entendu appel à des spécialistes pour que l'on en arrive à tirer les bonnes conclusions sur la situation exacte de l'entité visée. Le volet financier est cependant de première importance, dans la mesure où les quatre autres volets cités ci-dessus seront, *in fine*, transcrits en obligations financières.

L'accent sera donc mis sur le diagnostic de la situation financière de l'entité qui se trouve au cœur de toute l'analyse qui mettra en lumière la nécessité d'une indispensable restructuration financière.

Au-delà des limites de fiabilité des informations financières qui sont à relever, l'analyse financière menée sur la base du bilan comptable de l'entité à privatiser fait généralement ressortir, en Afrique subsaharienne, un certain nombre d'indicateurs de dysfonctionnement sérieux :

- Un bilan déséquilibré où le capital social est très largement, voire totalement, absorbé par les pertes cumulées, ce qui, sur un plan strictement comptable, signifie que l'entité en question est en situation de dépôt du bilan et devrait donc être liquidée ;
- Un fonds de roulement<sup>2</sup> souvent négatif, ce qui revient à dire succinctement que le passif à court terme est largement supérieur à la valeur de l'actif à court terme ;
- Une trésorerie presque totalement grevée par les créances dues par les clients, dont aussi bien la valeur que le recouvrement sont aléatoires ;
- Une incapacité à investir en ouvrages de renouvellement et d'extension sur fonds propres ou par endettement à des conditions commerciales ;

2. Le fonds de roulement se définit comme la part de capitaux permanents disponible pour le financement de l'actif circulant après le financement des emplois à long terme.

- Une absence de réalisation des travaux de gros entretien des ouvrages, qui sont reportés d'année en année, abrégeant ainsi la durée de vie utile de ces ouvrages;
- Une planification à moyen et à long termes très souvent complètement déficiente, l'entité n'arrivant même plus à payer les frais de développement de ses ressources humaines.

De façon synthétique, on se trouve généralement dans une situation où la dette exigible des créanciers de l'entité la place dans une situation d'incapacité à honorer ses engagements. Ce qui revient à dire qu'elle est techniquement en cessation de paiements et se retrouve ainsi dans l'obligation de solliciter l'assistance financière directe de l'État pour financer les dépenses courantes ainsi que celles reliées aux investissements avec l'appui des bailleurs de fonds internationaux. Ces derniers réalisent que malgré leur soutien au financement de programmes d'investissement importants dans les infrastructures, les secteurs demeurent sous-performants et largement déficitaires et qu'il est difficilement envisageable à moyen terme d'atteindre l'équilibre financier des secteurs<sup>3</sup>.

La réalisation effective des opérations de restructuration financière s'avère incontournable pour permettre aux bailleurs de fonds de financer la trésorerie de départ et les investissements de réhabilitation des équipements, sans courir un risque de saisie venant des anciens créanciers de l'entité. L'investisseur privé ne peut pas porter la responsabilité des piètres résultats de l'ancienne équipe de gestion (et d'ailleurs n'y tient pas). *In fine*, il faut aboutir à un schéma institutionnel viable et attrayant pour les investisseurs privés.

L'objectif étant de déléguer la gestion des secteurs de l'eau et de l'électricité à un investisseur privé, il revient à l'État, sur la base du diagnostic financier, de décider parmi les options suivantes:

- a) Maintien de l'entité juridique et de sa restructuration financière:
  - Restructuration des capitaux propres et de la dette à long terme;
  - Délégation à une structure de cantonnement étatique des créances à l'endroit des tiers;
  - Redevance pour couvrir l'ancien service de la dette.
- b) Liquidation de l'ancienne entité et mise en place d'une nouvelle entité juridique.

### Maintien de l'entité juridique

Pour des raisons de souveraineté, l'État peut décider de conserver l'entité d'État responsable de la gestion du service public. Sans nuire à la rentabilité de l'investisseur privé, ce choix peut être justifié par le fait que le niveau d'endettement du secteur peut être entièrement absorbé par les tarifs ayant cours ou qu'il y a lieu de procéder à une légère augmentation de tarif. Il faut toutefois garder à l'esprit que plus l'endettement d'une entité est élevé, plus la valeur de l'action du capital social (l'avoir des actionnaires) est faible.

Le choix de cette option impose alors de procéder au « nettoyage du bilan » de l'entité juridique à privatiser. La restructuration financière est nécessaire afin de maintenir dans l'entité délégataire un niveau d'endettement raisonnable et de présenter également une « mariée » qui puisse intéresser les privés à une participation dans le capital de l'entité existante par la vente des actions de la société d'État ou par l'augmentation du capital.

#### *Restructuration des capitaux propres et de la dette à long terme*

La première opération de restructuration concerne la compensation des dettes et des créances croisées entre l'État et l'entité juridique. Les deux parties doivent s'entendre sur le solde de leurs créances respectives. Une fois cette opération de confirmation des soldes terminée, il est alors nécessaire de procéder à la compensation des dettes et des créances à la hauteur du montant du solde le moins élevé. À partir du solde de tout compte dû, après compensation, on

3. L'équilibre financier fait référence à un taux de rentabilité suffisant sur les capitaux investis et à une capacité d'auto-financement des investissements dans les secteurs (sur fonds propres ou par endettement).



procédera par la suite soit au règlement, à l'annulation ou à une augmentation du capital, dans le cas où le résultat net de la compensation ferait ressortir un solde dû à l'État par l'entité.

Il peut être également nécessaire de restructurer le capital négatif de l'entité par une augmentation du capital. Comme l'État ne peut injecter de l'argent frais, n'en ayant pas les ressources, il faut alors passer à la capitalisation de toutes ou d'une partie des dettes à long et à moyen terme et, s'il en existe, à des subventions d'équipements, à des surplus de réévaluation d'actifs immobilisés, après quoi on procédera à l'opération dite du « coup d'accordéon » par laquelle les pertes cumulées seront annulées par une diminution du capital. L'objectif de ces opérations sur les capitaux permanents est d'avoir un capital social (l'avoir des actionnaires) qui s'avère suffisant pour une entité de service public à forte capitalisation.

Le mode de délégation choisi par l'État implique un certain nombre d'opérations juridiques et comptables pour transformer l'entité propriétaire de l'actif en délégataire du service. Le plus souvent, les entités des pays en développement sont des sociétés délégataires du service public et sont également propriétaires des actifs industriels et commerciaux du secteur exploité. Comme dans bien des pays où l'État désire conserver la propriété de ses actifs d'infrastructure, il faut alors transférer de l'entité à l'État ces actifs, mais sans appauvrir l'entité, sous peine de poursuites des créanciers. Normalement, ce transfert se fait après l'évaluation des biens par des experts qualifiés en la matière, par un acte de cession de ces actifs en contrepartie d'une prise en charge par l'État des dettes à long et à moyen terme. Si la situation nette de l'entité est négative, il faut que l'État prenne en charge une partie de la dette à court terme (créanciers chirographaires).

### *Délégation à l'État des créances vis-à-vis des tiers de l'entité*

Il arrive parfois que la situation financière soit tellement désastreuse (le capital social est complètement absorbé par les pertes cumulées et le niveau de tarif est très élevé: système de production thermique ancien,

coût élevé du carburant en raison de l'isolement, etc.) qu'il est alors difficile, voire impossible, de transférer l'endettement à l'endroit des tiers (passif à court, moyen et à long terme) à l'opérateur privé. Dans ce cas, il revient à l'État de prendre ses responsabilités en tant qu'actionnaire unique et d'assumer une partie ou la totalité des dettes à l'endroit des tiers. Il faut alors procéder à une entente de délégation parfaite de créances entre l'entité, l'État et le créancier.

Le procédé exige l'établissement d'une structure de cantonnement étatique qui aura pour objet d'assumer les dettes de l'entité à l'endroit des tiers et de procéder à leur règlement selon des modalités préalablement négociées. Ces modalités font l'objet d'une convention de remboursement entre l'État et les créanciers. L'objectif de la délégation parfaite de créances est d'obtenir de l'ensemble des créanciers la renonciation à toute poursuite contre l'entité à privatiser.

La plus grande difficulté dans cette opération est d'obtenir le consentement unanime de tous les créanciers privilégiés et chirographaires. Pour que les créanciers consentent au transfert de leur créance, il faut que l'État puisse les convaincre qu'il s'agit de la meilleure solution pour eux. Pour ce faire, l'État offre généralement un paiement au comptant à la signature des conventions et un billet à terme, avec ou sans intérêt, avec un étalement du règlement du solde sur trois à cinq ans. Il peut être avantageux, pour faire adhérer tous les créanciers à cette solution, de leur permettre d'escompter leur billet auprès d'une institution bancaire locale. Dans ce cas, il faut que le système monétaire du pays puisse le permettre. Les institutions bancaires privées peuvent demander une garantie de la banque centrale pour le montant des billets escomptés. Le taux d'escompte des billets pratiqué par les banques privées pourrait être négocié par l'État pour l'ensemble des créanciers afin de maximiser la valeur de leur créance.

Il est à noter que la transparence dans le processus et l'égalité de traitement de tous les créanciers locaux ou étrangers sont des aspects très importants. Il faut éviter tout recours en justice de créanciers lésés ou toute plainte auprès des institutions financières internationales.



Cette délégation de créances d'une entité à l'État doit normalement obtenir l'approbation des Institutions de Bretton Wood et du ou des bailleurs de fonds qui financeront cette ligne du budget de l'État. Il faut également prévoir que la réalisation de l'actif à court terme, dont principalement les créances sur les clients, après la reconstitution des avances sur consommation et sur travaux normalement exigées lors d'un branchement du consommateur au service public, soit versée par le délégataire privé à la structure de l'État responsable des dettes cantonnées.

### *Redevance pour couvrir l'ancien service de la dette*

L'État, sous la pression du Fonds monétaire international (FMI) et des bailleurs de fonds internationaux, peut exiger des opérateurs privés que le service de la dette rétrocédée par l'État au secteur à des conditions commerciales soit assumé par ce dernier sous forme d'une redevance couvrant le remboursement en capital et intérêt, et le coût éventuel des pertes de change. Le coût de cette redevance est inclus dans la détermination du tarif du service privatisé et est remboursable selon un échéancier déterminé dans la convention signée entre l'État et le privé, sous peine de forte pénalité monétaire pouvant aller jusqu'à la déchéance de la convention de délégation dans le cas du non-respect de cette obligation.

### **La liquidation de l'ancienne entité et la mise en place d'une nouvelle**

Il existe également une autre façon de procéder à la privatisation de la gestion d'un service public: par la création d'une nouvelle entité juridique avec le transfert des actifs industriels de l'ancienne à la nouvelle entité et la liquidation de l'entité existante. Cette solution est la plus économique en ce qui a trait aux coûts de restructuration; elle est pratique et s'exécute rapidement pour la mise en place d'un nouveau schéma institutionnel.

Pendant, cette solution comporte également des aléas importants pour l'État, actionnaire de l'entité existante, et les consommateurs des services. Ces aléas sont: la prise en otage des consommateurs

et clients bons payeurs de l'entité, qui y perdront leurs avances sur consommation et sur travaux, le délai administratif occasionné par cette solution et finalement les poursuites éventuelles des créanciers tiers contre l'entité, l'État-actionnaire et les nouveaux exploitants privés.

Dans le cas de la liquidation, on retrouve également le problème de la reprise des biens industriels et commerciaux de l'entité liquidée afin que l'État puisse confier ces biens à la nouvelle société délégataire. En effet, l'État doit reprendre possession des biens industriels de l'entité à liquider par la reprise en contrepartie des dettes à l'endroit des tiers. Par contre, cette appropriation des biens par l'État ne doit pas appauvrir l'ancienne entité. Il faut que les opérations de liquidation par la réalisation de l'actif et le règlement se fassent selon les règles de l'art, conformément à la réglementation OHADA<sup>4</sup>, lorsqu'elle s'applique, afin d'éviter un recours en justice de la part des créanciers.

Dans bien des cas, l'entité est en situation de cessation de paiement depuis très longtemps et, dans un contexte normal, aurait déjà dû être liquidée. La décision de l'actionnaire principal, l'État, de maintenir cette entité pour raison de service public sans y mettre de l'argent frais l'a implicitement engagé à ramasser, à la fin, peu importe la solution retenue (liquidation de la société ou cantonnement des dettes), les pots cassés à l'égard des créanciers.

### **Régimes de propriété et d'exploitation des biens**

L'État peut déléguer<sup>5</sup> le service public à une ou à plusieurs personnes morales de droit public ou de droit privé. Il signe alors une convention qui a pour

4. Organisation pour l'harmonisation du droit des affaires en Afrique.

5. On entend par délégation les conventions telles que la concession de travaux et de service, l'affermage, la régie intéressée, la gérance, la gestion. Nous ne nous attarderons pas sur les différentes déclinaisons qui existent (concession, affermage, gérance, régie intéressée, contrat de gestion), CPE (Construction-Propriété-Exploitation), CET (Construction-

effet de confier, en tout ou en partie, l'exécution de la mission de service public à des personnes morales de droit public ou de droit privé.

Dans une délégation de service public, l'État conserve souvent le titre de propriété des biens anciens et nouveaux qu'il confie au délégataire, même dans le cas d'une concession. En effet, les biens d'infrastructures financés par le délégataire sont des biens qui retournent normalement à l'État dès leur mise en service. Cependant, il peut y avoir des dispositions contractuelles permettant au délégataire de conserver le titre de propriété des biens jusqu'à la fin de la concession afin de lui permettre de mobiliser des financements de la part de prêteurs.

Le cahier des charges du contrat de délégation précise la nature juridique des ouvrages, constructions et installations existantes et à venir. Il détermine l'assiette du droit réel du délégataire privé en tenant compte des nécessités du service public.

Les biens nécessaires au fonctionnement du service public de l'énergie électrique ou de l'eau potable qui font partie du domaine public, dès qu'ils sont aménagés spécialement à cet effet, ne peuvent en effet être cédés que dans les conditions prévues pour les autres dépendances du domaine public. On retrouve trois types de biens dont il est nécessaire de connaître la définition et les implications dans tout type de convention de concession :

- les biens de retour ;
- les biens de reprise ;
- les biens propres.

## Définitions

### *Les biens de retour*

Les biens de retour sont constitués par les terrains, les équipements et les ouvrages publics du délégant, existants ou à construire, qui sont mis à la

disposition du concessionnaire pendant toute la durée de la convention de concession.

Ils comprennent à la fois :

- les biens mis à la disposition du concessionnaire par le concédant à la date d'entrée en vigueur ;
- les biens nouveaux, incorporés à la concession et financés par le concédant, directement ou par l'intermédiaire d'organismes financiers ;
- les biens nouveaux, constitués par le concessionnaire et financés par des tiers, lors de la réalisation de travaux d'extension ou de renforcement et, le cas échéant ;
- les biens incorporés au domaine public et mis à la disposition du concessionnaire par le concédant, postérieurement à la date d'entrée en vigueur, dans les conditions prévues d'un commun accord entre les deux parties.

On procède normalement à un inventaire exhaustif des biens de retour par le nouvel exploitant. Cet inventaire établit obligatoirement, pour chaque bien, les données suivantes : désignation, localisation géographique, «renouvelabilité», date d'acquisition, coût d'acquisition, état technique, vétusté, valeur nette comptable, valeur de remplacement.

C'est au terme de l'inventaire contradictoire que la valeur nette comptable de chaque bien de retour est inscrite dans les comptes du concessionnaire. Une correction de la valeur nette comptable est éventuellement effectuée pour obsolescence ou mauvais état de fonctionnement, laquelle correction est déterminée par accord entre les parties ou, à défaut d'accord, en arbitrage par un expert indépendant en évaluation de biens industriels nommé par les parties.

Les biens de retour sont mis à la disposition de l'exploitant par l'État pour une durée n'excédant pas celle du contrat de concession. Aucune mise à disposition ne peut être consentie sans que l'exploitant n'ait préalablement souscrit dans le contrat de concession des engagements de nature à garantir le bon entretien des biens.

---

Exploitation–Transfert, etc.) et traiterons ici de manière générique de la concession. La différence entre ces notions concerne les risques que l'opérateur privé accepte d'assumer.

Pendant toute la durée de la mise à disposition, les biens demeurent la propriété de la personne publique à laquelle ils appartiennent. Les biens non mis à la disposition du concessionnaire par l'État, mais réalisés par le concessionnaire, sont incorporés dès leur achèvement dans le domaine public et deviennent propriété publique de l'État dès qu'ils comportent un aménagement spécial en vue de la réalisation du service public faisant l'objet de la délégation. Ces ouvrages, constructions et installations ne peuvent être hypothéqués que pour garantir les emprunts contractés par le titulaire du droit d'utilisation du domaine, en vue de financer la réalisation, la modification ou l'extension des ouvrages, constructions et installations de caractère immobilier situés sur la dépendance domaniale occupée. Les hypothèques sur lesdits ouvrages s'éteignent au plus tard à l'expiration du droit d'utilisation du domaine public.

### *Les biens de reprise*

Les biens de reprise sont constitués, notamment et sans que cette liste soit limitative, des véhicules et engins spécialisés, de l'outillage, des stocks, du matériel informatique et des logiciels spécialisés, des fichiers et des bases de données, ainsi que, le cas échéant, des immeubles à usage d'atelier, de bureau, de magasin, de laboratoire ou de logement de fonction, construits sur des terrains du concédant et autres que ceux identifiés comme des biens de retour. Il est à noter que les biens mobiliers et immobiliers acquis ou constitués par le concessionnaire pendant la durée de la convention de concession à l'effet exclusif de l'exploitation des services concédés, à l'exception des biens de retour mentionnés ci-dessus, sont, au sens de la convention de concession, des biens de reprise.

Le concessionnaire dresse un inventaire descriptif des biens de reprise existants, valorisés à leur valeur comptable nette. Cet inventaire est annexé à la convention de concession.

Les biens de reprise sont et restent la propriété du concessionnaire. Le concessionnaire ne peut toutefois aliéner les biens de reprise immobiliers, ni consentir sur eux d'hypothèque, sans l'autorisation expresse et préalable du concédant.

### *Les biens propres*

Tous les biens autres que les biens de retour et de reprise, et qui sont la propriété du concessionnaire, constituent ses biens propres. Ils restent sa propriété à la date d'expiration de la convention de concession, sauf en cas d'accord contraire entre les parties.

Les biens propres englobent, notamment, et sans que cette liste soit limitative, certains des immeubles à usage de bureau ou de logement qui n'ont pas vocation, en raison de leur situation ou de leur aménagement, à demeurer nécessaires à l'exploitation des services concédés, ainsi que, le cas échéant, des véhicules automobiles non spécialisés, des matériels et mobiliers de bureau, et des logiciels non spécialisés.

Les biens propres sont et restent la propriété du concessionnaire qui peut, à tout moment, en acquérir ou les aliéner, sous réserve, bien entendu, que cette opération n'ait aucun effet défavorable sur le bon fonctionnement des services concédés à l'exploitant privé.

### **Traitement comptable**

Les règles de comptabilité applicables aux conventions de concession présentent des spécificités :

- Lorsque le concessionnaire apporte des biens nouveaux qui retournent au délégant, on applique alors des règles spéciales de comptabilité portant sur l'amortissement de caducité, l'amortissement pour dépréciation, les provisions pour renouvellement et les provisions pour grosses réparations.
- Le maintien du potentiel productif des installations confiées en concession au niveau exigé par le service public doit être recherché par le jeu des amortissements et, éventuellement, par celui des provisions. Afin de respecter ce principe, il y a lieu d'adapter le traitement comptable afin d'aboutir à ce que, à la fin de la période de concession, le concessionnaire ait récupéré la totalité des dépenses engagées par lui pour le compte du concédant, par un étalement de leur coût sur la durée de la concession qui tienne compte le mieux possible

**ENCADRÉ 5.2****Les amortissements et les provisions**

L'amortissement de caducité est un amortissement à caractère financier qui permet la reconstitution des capitaux investis (capitaux propres et emprunts). Il traduit la disparition progressive des moyens de financement des immobilisations, plutôt que la diminution de la valeur des biens qui seront remis en état au concédant. La durée de l'amortissement de caducité est normalement celle restant à courir de la durée du contrat de concession. L'amortissement de caducité concerne tout bien de retour financé par le concessionnaire. Il a pour but de permettre la reconstitution des capitaux investis par le concessionnaire pour le compte du concédant. Il s'applique uniquement lors du premier établissement d'un bien nouveau acquis par le concessionnaire.

La dotation annuelle est la valeur d'acquisition du bien, divisée par la durée restante de la délégation (environ 15 à 25 ans). La provision de renouvellement concerne tout bien de retour renouvelable. Elle est constituée par anticipation du remplacement du bien par le concessionnaire.

L'amortissement pour dépréciation des biens qui retournent au concédant n'a pas d'incidence sur les comptes des résultats du concessionnaire. Cependant, la valeur du bien mis en concession apparaît au bilan du concessionnaire en contrepartie du droit du concédant. Les valeurs du bien et de cette contrepartie doivent donc être diminuées en fonction de la valeur de la vie utile du bien par l'amortissement pour dépréciation ainsi que par la diminution du droit du concédant.

L'amortissement pour dépréciation, conformément aux dispositions fiscales du droit commun, s'applique sur la valeur d'acquisition d'un bien et se répartit sur sa durée de vie comptable. Les biens de reprise et les biens propres font uniquement l'objet d'un amortissement pour dépréciation.

Lors du renouvellement d'un bien, la valeur d'acquisition de ce bien est portée à l'actif du bilan et la provision accumulée au passif du bilan, après ajustements, est transférée au « droit du délégant », compte de passif du

bilan qui désigne la part du délégant dans les immobilisations des biens de retour. Les ajustements se font soit par une dotation complémentaire de provision de renouvellement, si la provision est insuffisante, avec débit correspondant au compte de résultat, soit par une reprise du compte de provision de renouvellement, si la provision est en excès, avec crédit correspondant au compte de résultat.

L'insuffisance ou l'excès de provision de renouvellement sont définis comme suit :

- a) pour les biens mis à disposition par le concédant ou financés par des tiers, l'écart entre la valeur d'acquisition du bien issu du renouvellement et le montant de la provision accumulée au passif du bilan ;
- b) pour les biens financés par le concessionnaire, l'écart entre, d'une part, la différence entre la valeur d'acquisition du bien issu du renouvellement et celle de l'ancien bien remplacé, et, d'autre part, le montant de la provision accumulée au passif du bilan.

L'évolution du coût de remplacement prévisionnel du bien de retour à renouveler est établie par l'application d'un indice défini par les parties. Cette méthode est proposée par le concessionnaire et approuvée par le concédant ou par l'autorité de régulation dès sa mise en place.

La règle de constitution de la provision de renouvellement est la suivante :

Dès le premier exercice comptable du concessionnaire, dans le cadre de la convention de concession, le concessionnaire dotera le compte de provision d'un montant annuel pendant toute la durée de la concession, conformément aux prévisions financières. Cette somme annuelle, définie en monnaie constante, est réévaluée à l'aide d'indices professionnels adaptés (liés aux secteurs de l'eau et de l'électricité), que les parties définiront ultérieurement.

Les sommes ainsi constituées seront utilisées pour l'accomplissement des travaux de renouvellement, en excluant de tout autre usage.

des obligations contractuelles spécifiques du cahier des charges. Le traitement comptable est différent selon que les immobilisations sont remises au concédant à la fin de la concession à titre gratuit ou contre indemnité.

Il faut ajouter à cela que le concessionnaire a en général l'obligation de tenir une comptabilité générale conforme aux dispositions législatives et réglementaires du pays, sous réserve de la tenue des comptes spécifiques à l'objet de la convention de

concession. Le concessionnaire a également l'obligation de mettre en place une comptabilité analytique d'exploitation pour la production, le transport et la distribution en vue de séparer ces trois activités à moyen terme.

Les biens faisant l'objet de la convention de concession peuvent être remis à l'autorité concédante de deux manières:

- à titre gratuit;
- contre paiement d'une indemnité.

#### ***Biens remis au concédant à titre gratuit***

La valeur des biens qui feront l'objet d'un renouvellement est déterminée lors des négociations contractuelles. Cette valeur est normalement amortie linéairement sur la durée de la période de concession. Elle fait l'objet d'un ajustement annuel à la hausse ou à la baisse pour tenir compte de la différence entre la valeur prévisionnelle de remplacement à l'identique et la valeur estimée au départ<sup>6</sup>. Elle peut être exigible par le concédant à la fin de la période de concession.

#### ***Biens remis au concédant contre paiement d'une indemnité***

Le traitement comptable des biens construits par le concessionnaire et remis au concédant à la fin du contrat contre une indemnité est celui du droit commun applicable aux sociétés commerciales. Le montant de l'indemnité pour ce bien est déterminé contractuellement ou par un expert. L'indemnité étant assimilée à un prix de cession, le bien doit faire l'objet d'un amortissement pour dépréciation dont les dotations annuelles constituent une charge d'exploitation. Tout emprunt pour le financement de ce bien doit être remboursé avant la fin de la période de concession.

Il peut arriver qu'au lieu de payer une indemnité, le concédant reprenne en charge les emprunts des biens. Dans ce cas, le concessionnaire aura droit à

l'amortissement de caducité sur la base du montant des capitaux propres qu'il aura investis, auquel on ajoutera le montant des remboursements du principal de l'emprunt qu'il aura à effectuer entre la date de création des immobilisations et la date de la fin de la concession.

### **Traitement comptable spécifique des biens de retour**

#### ***Les biens de retour non renouvelables mis à disposition par le concédant***

Les biens de retour non renouvelables mis à la disposition du concessionnaire par le concédant sont inscrits en immobilisations à l'actif du bilan et en « droit du concédant » au passif du bilan ou, si ces biens sont financés par des tiers, au compte de passif « financement par des tiers ». Ces biens font l'objet d'un amortissement pour dépréciation sur leur durée de vie technique, par prélèvement de la dotation correspondante sur le « droit du concédant », ou, le cas échéant, sur le compte « financement par des tiers », sans affecter le compte de résultat.

#### ***Les biens de retour renouvelables mis à disposition par le concédant***

Les biens de retour renouvelables mis à la disposition du concessionnaire par le concédant sont inscrits en immobilisations à l'actif du bilan et en « droit du concédant » au passif du bilan. Ils font l'objet:

- d'un amortissement pour dépréciation sur leur durée de vie technique, par prélèvement de la dotation correspondante sur le « droit du concédant », ou, le cas échéant, sur le compte « financement par les tiers », sans affecter le compte de résultat;
- d'une provision de renouvellement inscrite au passif du bilan et passée en charge au compte de résultat. La dotation annuelle correspondante est égale à la somme, d'une part, de la valeur d'acquisition répartie sur la durée de vie technique, et, d'autre part, de la variation annuelle de la valeur prévisionnelle de remplacement. À l'issue du renouvellement, le bien passe à la catégorie des biens de retour par accession (voir plus bas).

6. Il faut noter qu'en cas de réparations majeures, une provision pour la remise en bon état des biens est constituée annuellement. Cette provision est portée en charges lorsque la remise en état a été effectuée.



À la date d'entrée en vigueur de la convention de concession, un montant initial de provisions de renouvellement des biens de retour est inscrit au passif du bilan du concessionnaire par ordre de durée de vie technique résiduelle croissante.

#### ***Les biens de retour non renouvelables financés par le concessionnaire***

Les biens de retour non renouvelables financés par le concessionnaire sont inscrits en immobilisations à l'actif du bilan. Ils font l'objet :

- d'un amortissement de caducité inscrit au passif du bilan et passé en charge au compte de résultat;
- d'un amortissement pour dépréciation prélevé sur le compte « amortissement de caducité » au passif, sans affecter le compte de résultat.

#### ***Les biens de retour par accession***

Le traitement comptable des biens de retour par accession, tels que définis ci-dessus, est celui des biens de retour financés par le concessionnaire.

#### ***Les biens de retour financés par des tiers***

Le traitement comptable des biens de retour financés par des tiers est celui des biens mis à la disposition du concessionnaire.

#### ***Traitement comptable des biens du concessionnaire***

Le traitement comptable des biens de reprise et des biens propres est celui de droit commun applicable aux sociétés commerciales.

### **Fiscalité d'une concession**

La fiscalité applicable à la concession est en général une notion nouvelle pour la direction des impôts des pays en développement. Il est proposé que le délégant (l'État) s'oblige, pour le cas où les stipulations fiscales ne seraient pas expressément ou implicitement contenues dans le Code général des impôts en vigueur, à développer une loi traitant de la fiscalité des délégations de service public permettant que l'exécution des dispositions contractuelles soit conforme au Code général des impôts.

Dans le cadre de la revue annuelle, les parties prennent les décisions appropriées en matière de fiscalité lorsqu'elles anticipent que celle-ci aura une incidence sur les tarifs de vente aux abonnés et sur l'équilibre financier des services délégués. Dans ce cas, il est important de noter que :

- a) les amortissements de caducité sont déductibles fiscalement et peuvent être reportés, en cas d'exercice déficitaire, sous la forme d'amortissements différés, dans les mêmes conditions que les amortissements pour dépréciation ;
- b) les provisions pour renouvellement définies ci-dessus sont déductibles fiscalement ;
- c) le concessionnaire récupère la taxe sur la valeur ajoutée, notamment sur les dépenses d'investissement relatives aux biens de retour qu'il finance.

En tout état de cause, le concessionnaire est normalement assujéti aux dispositions fiscales de droit commun. À ce titre, il doit s'acquitter des impôts, droits, taxes et redevances de toute nature, à l'exception des taxes foncières afférentes aux biens immobiliers, appartenant par nature ou par destination (biens de retour) au concédant. De plus, les stipulations relatives aux tarifs ont été arrêtées en considération, notamment, des stipulations fiscales qui sont la conséquence directe des règles comptables applicables à la convention de concession.

### **Prévisions financières**

L'élaboration des prévisions financières, communément appelée en langage d'affaires « plan d'affaires », est un outil essentiel pour déterminer la valeur d'une entreprise. Le plan d'affaires est normalement élaboré lors des études préliminaires portant sur la privatisation d'un secteur et il sert à confirmer que l'option stratégique de privatisation arrêtée par le gouvernement est réalisable et vendable à des investisseurs privés. Il est basé sur des hypothèses réalistes qui prennent en compte les gains de productivité, tant techniques que financiers, réalisés dans le temps. De plus, il doit servir lors des négociations, pour la reprise du secteur par les exploitants privés, entre le gouvernement et les adjudicataires de l'appel d'offres.



Une fois la privatisation réalisée et les opérateurs privés en place, le plan d'affaires devient alors un outil important pour le régulateur afin qu'il puisse suivre adéquatement l'évolution du travail des exploitants en fonction des engagements techniques et financiers pris par ces derniers et, surtout, il est un outil essentiel pour permettre de suivre l'évolution tarifaire.

En effet, le point sensible d'une bonne régulation des services publics demeure la tarification des services, du producteur jusqu'au consommateur final du service (production, transport et distribution). Selon les principes généralement admis, la tarification d'un service public doit permettre de couvrir l'ensemble des coûts d'exploitation et d'assurer une rémunération adéquate du capital investi par l'investisseur privé.

Cette tarification est également sujette à des indexations régulières (sur une base trimestrielle, semestrielle, annuelle ou autre), à la hausse comme à la baisse, en fonction de la variation de certaines composantes reliées au coût de la vie.

Pour arriver à une tarification juste et raisonnable, il faut que les régulateurs aient une bonne maîtrise des coûts d'exploitation et des coûts d'investissement de réhabilitation, de renouvellement et d'extension en fonction de la demande. L'exploitation d'un service public exige de la part du délégataire une gestion optimale, à la fois technique et financière, permettant d'assurer une qualité et une continuité des services au moindre coût. Comme les investissements dans les services sont lourds, les exploitants doivent s'assurer d'une planification maîtrisée en fonction des paramètres de la demande et de la capacité de payer des consommateurs actuels et futurs.

Il faut avoir comme objectif de développer un modèle financier simple comportant un tableau de bord pour le suivi des performances techniques et financières des exploitants. Ce modèle comprend les états financiers dont le bilan, les états des résultats et ceux des flux de trésorerie. De plus, un état des résultats pour chacun des segments (production, transport, distribution et commercialisation du service public) doit être développé. Pour se rapprocher de la situation prévalant dans le pays en développement, il faut construire un modèle qui comprendra une production mixte (centrales hydrauliques et centrales thermiques) pouvant inclure l'importation d'énergie électrique qui dessert les principales villes du pays dans un réseau interconnecté et la production thermique pour les centres secondaires.

Au cours du développement d'un modèle, il faut accorder une importance particulière à l'évaluation et à l'interprétation des données historiques, tant techniques que financières, permettant une analyse critique du secteur. De plus, le modèle doit comporter l'élaboration des principales hypothèses qui devront être largement commentées, ainsi que l'analyse critique des résultats obtenus.

**ENCADRÉ 5.3**  
**Structure tarifaire**  
**(détermination et indexation des tarifs)**

Souvent retenu dans la mise en place des réformes, l'objectif de la baisse des tarifs est prioritaire. Pour louable qu'il soit, cet objectif doit pouvoir être réaliste et réalisable, compte tenu de l'état de délabrement des équipements du service, dans lesquels il faut injecter un important montant en investissement d'extrême urgence et de réhabilitation pour retrouver un niveau de service acceptable.

La structure tarifaire mise en place doit permettre d'équilibrer financièrement le service privatisé. Toute menace à cet équilibre financier par le fait du prince (décision unilatérale du délégant – l'État) ou pour cause de force majeure doit être contrée par les parties afin de rééquilibrer financièrement l'entreprise par un ajustement tarifaire ou par tout autre moyen financier compensant l'exploitant privé.

La loi sectorielle doit clairement énoncer les principes de la détermination des tarifs du service public et leur indexation. Le texte de loi couvrant ces sujets pourrait se lire comme suit:

*Le tarif du service public doit couvrir l'ensemble des coûts d'exploitation, y compris la marge bénéficiaire du délégataire et la redevance ou le loyer pour les biens mis en délégation, et toutes autres charges imposées par l'État. Il est modulé par région afin de tenir compte des coûts spécifiques à chaque région du territoire national.*

Un modèle de base est généralement élaboré sur une période de dix ans et plus en utilisant comme monnaie le dollar des États-Unis d'Amérique. Cependant, il doit permettre la conversion facile des résultats ainsi obtenus en monnaie nationale.

## Conclusion

La définition et la mise en place d'une réforme institutionnelle et, plus spécifiquement, d'une transaction de privatisation, sont un exercice difficile qui demande beaucoup de réflexion et surtout du temps. Les réformes instantanées et adoptées à la va-vite ne font jamais long feu et, comme se tromper coûte très cher (financièrement et politiquement), il y a lieu de bien analyser toutes les options de désengagement de l'État des entreprises œuvrant dans les services publics.

Le schéma à mettre en place doit être réaliste et assez attrayant pour permettre une saine compétition dès le début du processus de sélection. Il est normalement accompagné d'une réglementation transparente et surtout prévisible dans son application. La convention de délégation et son cahier des charges doivent contenir les dispositions relatives aux objectifs technico-économiques à atteindre dans la gestion

technique et financière du service concédé, et tout manquement aux objectifs doit être clairement sanctionné.

Pour comprendre et assurer un suivi adéquat par les régulateurs et l'autorité délégante des services délégués à des investisseurs privés, il est nécessaire de mettre en place un plan d'affaires adapté à la situation actuelle et future du secteur. Ce plan d'affaires doit prendre en compte la structure du secteur (segments intégrés ou non intégrés) ainsi que le mode de délégation adopté par l'État. Le développement de cet outil est important afin de s'assurer du réalisme d'un schéma de privatisation (viabilité financière) et de la justesse de la tarification du service public. Il permet également, sur une base régulière, de suivre les indices de performance sur lesquels se sont engagés les opérateurs privés.



**Deuxième partie**

**Les acteurs: l'État, l'agence de réglementation  
et l'investisseur**



# Le rôle de l'État dans un marché concurrentiel de l'électricité

David PROULT

Économiste

Commissariat à l'Énergie Atomique, Paris, France

## Introduction

La coexistence dans un même secteur de missions d'intérêt général et d'activités en situation concurrentielle nécessite un mode d'organisation spécifique, «la régulation». Jean Bergougnoux définit la régulation comme «l'ensemble des interventions des pouvoirs publics visant à instaurer la concurrence autant qu'il est nécessaire dans un secteur où elle n'existait pas ou très peu, et à concilier l'exercice loyal de la concurrence avec les missions d'intérêt général dont sont investis les services publics en réseaux»<sup>1</sup>.

L'État est toujours responsable de l'organisation des services publics et met en place une régulation appropriée. Dans le secteur électrique, la régulation relève, en général, de deux acteurs : l'autorité de régulation mise en place par les pouvoirs publics et les ministères compétents. Si la répartition des fonctions et le partage des pouvoirs entre ces acteurs sont variables selon les pays, il est toutefois possible de dégager des traits communs.

Les compétences des autorités de régulation portent principalement sur les relations entre les opérateurs, producteurs, importateurs et consommateurs, et le monopole naturel constitué par le réseau de transport. Avant les réformes, leurs missions étaient généralement assurées au sein de monopoles intégrés.

Les gouvernements et les administrations placées sous leur autorité sont les deuxièmes acteurs de la régulation des marchés de l'électricité. Ils ont la

responsabilité de l'organisation du service public ou d'intérêt général de l'électricité et celle de la définition et de la mise en œuvre de la politique énergétique. Afin d'exercer leurs responsabilités, les États ont développé des moyens d'intervention sur les marchés.

## L'organisation du service public

Associé, le plus souvent, dans le passé, à la situation de monopole, le service public de l'électricité doit être réorganisé avec l'ouverture à la concurrence qui entraîne la disparition de ce monopole.

Aussi, dans l'article 1 de la loi du 10 février 2000 qui a ouvert à la concurrence le marché électrique français, est-il précisé que «le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général». L'article 2, lui, précise cette définition en déterminant les trois grandes missions du service public : «la fourniture d'électricité», «le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution», [et] «le développement équilibré de l'approvisionnement électrique». Pour chacune d'elles sont aussi déterminés les bénéficiaires, les opérateurs et les modalités de financement.

## La fourniture d'électricité

Cette mission consiste à assurer :

- la fourniture d'électricité aux clients non éligibles en respectant la péréquation géographique nationale des tarifs et en instaurant une tranche de tarification «produit de première nécessité» pour les ménages les plus modestes ;

1. *Services publics en réseau : perspectives de concurrence et nouvelles régulations*, Commissariat Général du Plan ; La Documentation française, avril 2000.



- la fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur ni fourniture de secours.

Cette mission est confiée à EDF.

Les charges de l'entreprise liées à la mise en place d'une tarification sociale sont financées par le biais du Fonds du Service Public de l'Électricité (FSPE), alimenté par des contributions des consommateurs finals d'électricité et dont le montant est proportionnel à leur consommation.

### **Le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution**

Cette mission consiste à assurer :

- la desserte du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux.

Elle est confiée au gestionnaire du réseau de transport, RTE – entité intégrée à EDF, mais indépendante sur le plan comptable et sur celui de la gestion du reste de l'entreprise – et aux distributeurs non nationalisés.

Ces charges sont réparties entre les différents organismes de distribution par le Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE).

### **Le développement équilibré de l'approvisionnement électrique**

Cette mission vise :

- la réalisation des objectifs d'évolution du parc de production de l'électricité, arrêtés par le ministre chargé de l'énergie;
- la garantie d'approvisionnement des zones non interconnectées au réseau de transport métropolitain.

Les opérateurs en charge de ces objectifs sont les producteurs d'électricité et, notamment, EDF.

Les charges financières qui en découlent font l'objet d'une compensation intégrale par le biais du Fonds du Service Public de l'Électricité (FSPE).

Pour des raisons stratégiques, de sécurité d'approvisionnement et de protection de l'environnement, la France et la majorité des États européens ont conservé, en passant d'un secteur électrique en situation de monopole à un marché concurrentiel, des moyens leur permettant de guider les choix d'investissement des opérateurs en termes d'énergies primaires et de technologies. Ils ont à cet effet mis en place des outils qui peuvent être différents selon les pays, mais qui traduisent tous un changement dans la façon dont l'État intervient.

### **L'ouverture à la concurrence marque un changement de perspective pour l'État: de la planification à l'incitation**

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité entraîne la fin de la logique de planification des investissements en installations de production d'électricité, fondée sur des prévisions de la demande à long terme, qui a prévalu dans les situations de monopole.

Le secteur électrique sous contrôle public appliquait les décisions de politique énergétique concernant les énergies primaires à utiliser. La structure des parcs de production relevait directement de choix politiques et l'opérateur « public » devait s'y rallier. Dans ces conditions, les États maîtrisaient à la fois la nature (choix des technologies et des énergies primaires) et le rythme des investissements de production et de transport de l'électricité.

Sur un marché ouvert, les décisions d'investissement ne sont plus prises à l'échelle d'un système électrique mais par des opérateurs multiples. Aussi, l'investissement n'est plus décidé pour assurer l'équilibre à tout moment entre offre et demande, mais en fonction d'une perspective de rentabilité. De même, le choix des énergies primaires par les producteurs ne relève plus de considérations stratégiques prenant en

compte, par exemple, la sécurité d'approvisionnement, mais d'une logique de compétitivité de la firme. Dès lors, ce sont des considérations sur le prix du kWh et les coûts de production qui guident l'investissement des opérateurs.

Dans cet environnement, l'État doit reconsidérer son rôle de planificateur de la politique énergétique. Pour conserver une maîtrise de l'évolution du secteur électrique, il cherche à produire des incitations qui influenceront le comportement des opérateurs. Il ne les contraint plus à suivre des injonctions, mais assure la rentabilité des investissements qu'il veut promouvoir pour réaliser des objectifs publics.

## La définition des objectifs publics

La volonté des États de conserver des moyens d'intervention sur le marché de l'électricité vise en particulier deux types d'objectifs:

- Influencer l'évolution quantitative de l'offre d'électricité afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du marché électrique national.
- Influencer les choix technologiques. La plupart des pays de l'Union européenne ont mis en place des mécanismes permettant de soutenir certaines filières technologiques dont le manque de rentabilité (les renouvelables, la cogénération, etc.) ne permet pas un développement dans le cadre d'un marché concurrentiel.

La France est un des rares pays à s'être doté à la fois de moyens d'évaluation des besoins en capacités de production d'électricité à moyen terme et d'outils d'intervention sur l'évolution quantitative et qualitative de ses capacités.

Afin d'explicitier les choix publics en matière d'énergie, le législateur français a prévu l'élaboration d'une «loi d'orientation de l'énergie». Ce texte, qui ne porte pas uniquement sur l'électricité, doit exprimer une vision à long terme sur l'ensemble des questions énergétiques. Il doit en particulier définir des priorités et des objectifs concernant la maîtrise de la demande énergétique et l'approvisionnement énergétique du pays.

La «programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI)», arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, sera la traduction concrète dans le domaine électrique des orientations de politique énergétique décidées. Elle fixe des «objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique<sup>2</sup>».

Ainsi, l'exercice de programmation réalisé, dans la situation de monopole, par EDF (entreprise publique) est devenu une prérogative que l'État exerce directement. Il est préparé sur la base d'un bilan prévisionnel pluriannuel établi par le gestionnaire du réseau qui analyse l'évolution passée de la consommation et des capacités de transport et de distribution. Il se fonde également sur des prévisions de demande pour définir des objectifs de création de nouveaux moyens de production.

La première programmation pluriannuelle des investissements a été arrêtée par le ministre le 7 mars 2003. Elle fournit à l'État français un guide pour son intervention sur l'évolution des capacités de production installées.

## Les instruments de l'intervention publique

Afin de mettre en œuvre, dans le domaine de l'électricité, leurs orientations énergétiques, les pays se sont dotés d'un «frein» (le système des autorisations) et «d'accélérateurs» (les appels d'offres, les obligations d'achat et les marchés complémentaires) permettant de ralentir, d'interrompre ou à l'inverse de soutenir le développement d'une technologie particulière, ou d'ajuster l'ensemble des capacités de production installées.

### Le «frein»: les autorisations

Dans l'ensemble des marchés électriques, la création de nouvelles installations de production est sujette à l'obtention d'une «autorisation d'exploitation» délivrée par le ministère de l'Énergie.

2. Article 6 de la loi du 10 février 2000.

La délivrance de cette autorisation est conditionnée, de façon explicite ou non, à la compatibilité du projet avec les objectifs publics sur le plan de l'évolution du parc électrique (capacités et combustibles utilisés). Dans le cas où les caractéristiques de l'investissement envisagé sont conformes aux orientations, l'autorisation est accordée. Mais, si les capacités installées s'écartent des objectifs de cette programmation, le gouvernement pourra décider de ne plus accorder, pour un temps, d'autorisation pour certains types de projets dont la réalisation creuserait le décalage entre le parc souhaité et le parc observé.

Ce système des autorisations constitue un «frein» que les pouvoirs publics peuvent utiliser pour ralentir le développement du parc de production ou d'une technologie. C'est dans cet esprit que les pouvoirs publics britanniques ont refusé, entre 1998 et 2000, d'octroyer des autorisations pour toute nouvelle centrale électrique au gaz.

### **Les «accélérateurs»: les appels d'offres, les obligations d'achat, les marchés complémentaires**

Dans le cas où l'évolution spontanée des investissements ne suffit pas à répondre aux objectifs publics en matière de technologie ou d'énergies primaires utilisées, les pouvoirs publics doivent pouvoir intervenir sur le marché pour inciter, avec des outils assimilables à des «accélérateurs», au développement d'une technologie ou de certaines énergies.

Les États membres de l'Union européenne, s'étant donné des objectifs de développement extrêmement ambitieux de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, utilisent aujourd'hui des instruments de soutien aux technologies pour, par exemple, développer les énergies renouvelables.

Trois grands types d'instruments sont mis en œuvre: les appels d'offres ou enchères concurrentielles, les obligations d'achat ou tarifs d'achat garantis et les marchés de certificats verts.

Ces trois types d'instruments visent tous à assurer la rentabilité des investissements souhaités lorsque les

conditions du marché de l'électricité ne le permettent pas. Pour cela, ils garantissent à la production un débouché et à l'investisseur un revenu supérieur à celui qu'il obtiendrait sur le marché.

Avec les appels d'offres et les obligations d'achat, l'électricité produite par la technologie soutenue est achetée à un prix supérieur à celui du marché. Dans le cas des marchés de «certificats verts» (pour le développement des énergies renouvelables), l'électricité est vendue au prix du marché, mais le revenu du producteur est augmenté par la vente du certificat vert.

#### ***Les appels d'offres et les obligations d'achat***

Les appels d'offres et les obligations d'achat sont les instruments traditionnels des politiques de soutien aux énergies renouvelables, mais ils peuvent aussi s'appliquer au développement d'autres technologies. Ils relèvent soit d'une approche par les quantités (appels d'offres), soit d'une approche par les prix (obligations d'achat).

- Avec le système des «appels d'offres» ou «enchères concurrentielles», le ministère fixe le niveau de capacité installée souhaité pour une technologie choisie et propose un contrat d'achat à long terme de l'électricité produite par ces installations. Seront retenus et bénéficieront des contrats les investisseurs qui auront proposé le prix de vente de l'électricité le plus bas.
- Dans les procédures de «l'obligation d'achat», aussi appelée «tarifs d'achat garantis», le ministère impose aux distributeurs d'électricité d'acheter toute l'électricité produite par les installations concernées à un tarif qu'il fixe et qui s'applique à l'ensemble des producteurs. Les pouvoirs publics ne connaissent pas *a priori* le niveau de développement de la filière concernée. Il est fonction des projets que les opérateurs décident de mettre en œuvre dans le cadre tarifaire affiché.

Parce que ces outils doivent assurer la rentabilité d'investissements privés non profitables dans les conditions du marché, ils ont un coût pour la collectivité.

En France, c'est EDF qui a l'obligation d'acheter à un prix supérieur à celui du marché l'électricité produite par les installations bénéficiant de ces procédures. Le surcoût induit pour l'entreprise fait l'objet d'une compensation par le biais du Fonds du Service Public de l'Électricité (FSPE), alimenté par des contributions de l'ensemble des consommateurs finals d'électricité.

Pour 2003, la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) française estime que le coût des dispositifs «d'obligations d'achat» utilisés pour soutenir la cogénération et la production d'électricité par les énergies renouvelables s'élève à plus d'un milliard d'euros<sup>3</sup>. Les charges induites pour les consommateurs sont de 0,33 centime d'euros/kWh consommé, soit plus de 10% du prix de gros moyen de l'électricité. Compte tenu du souhait de développer la production d'électricité d'origine renouvelable, le coût de ces dispositifs pourrait rapidement devenir très important<sup>4</sup>.

Ces estimations ont conduit la CRE à «s'inquiéter de ces hausses non maîtrisées du prix de l'électricité, qui pourraient plus que compenser les effets bénéfiques de la concurrence» et à recommander «au gouvernement de mettre en œuvre [...] la procédure d'appel d'offres».

En effet, en fixant *a priori* le niveau des capacités de production à mettre en place, le dispositif des «appels d'offres» ou «enchères concurrentielles» permet un meilleur contrôle de l'évolution du coût

de ces soutiens. Mais, en contrepartie d'un coût plus faible, cet outil semble être moins efficace pour stimuler les investissements<sup>5</sup>.

Dans le système des «appels d'offres», la concurrence entre les investisseurs les incite, pour qu'ils soient retenus, à proposer des prix de vente de l'électricité qui compriment leur marge. Si cela tend à réduire le coût global du dispositif, cela induit aussi des taux de rentabilité attendus des projets inférieurs à ceux que procurent les «obligations d'achat». En effet, avec un prix d'achat de l'électricité fixé administrativement et en l'absence de concurrence entre les investisseurs pour bénéficier de ces soutiens financiers, les «obligations d'achat» offrent, en règle générale, l'opportunité d'un investissement très rentable<sup>6</sup>.

Dans l'espoir de sortir du dilemme entre efficacité et coût, certains États ont mis en place des outils faisant plus appel à des mécanismes de marché qu'à des dispositifs administratifs.

### *Les marchés de certificats verts*

Par la mise en place de marchés particuliers qui fonctionnent à côté des marchés électriques, les États peuvent espérer valoriser économiquement des pré-occupations que le marché traditionnel ne prend pas en compte. C'est ce principe qui préside à la mise en place des marchés d'émissions pour valoriser la réduction des rejets polluants ou des marchés de certificats verts pour inciter à la production à partir d'énergies renouvelables.

3. «Avis de la Commission de Régulation de l'Électricité en date du 5 juin sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent».

4. La CRE estime que le coût cumulé du soutien au seul développement de l'énergie éolienne approchera en 2010 17 milliards d'euros et induira une hausse du prix de l'électricité consommée en France de 3 €/MWh, soit environ 15% de son prix pour les gros consommateurs industriels et 3% pour les particuliers.

5. Les pays, dont le Royaume-Uni et l'Irlande, dans lesquels les appels d'offres ont été appliqués pour soutenir l'énergie éolienne, ont connu un développement beaucoup moins important de cette énergie que ceux, comme l'Allemagne et l'Espagne, qui avaient choisi le système des prix d'achat garantis. Voir *Quels instruments économiques pour stimuler le développement de l'électricité renouvelable*, cahier de *Global Chance*, février 2002.

6. En France, selon la Commission de la régulation française, une installation éolienne bénéficiant de l'obligation d'achat a une rentabilité de «plus de 20% par an après impôts, garantie sur 15 ans».

Dans les marchés de certificats verts, l'État fixe aux producteurs ou aux distributeurs une obligation d'utilisation d'électricité renouvelable. Les obligations imposées par les pouvoirs publics assurent un débouché à la production d'électricité d'origine renouvelable et fixe ainsi un objectif quantitatif de développement de ces énergies.

Afin de réduire le coût de réalisation des objectifs imposés, les pouvoirs publics autorisent un degré de flexibilité dans le dispositif. Les producteurs de l'électricité d'origine renouvelable reçoivent un nombre de certificats correspondant à leur production et garantissant son origine. Ces certificats peuvent faire l'objet de transactions. Les échanges de certificats verts accompagnent la livraison physique de courant, mais peuvent aussi en être déconnectés. Ainsi, les pouvoirs publics incitent à la formation d'un marché spécifique, le «marché des certificats verts», où les offreurs sont les producteurs de l'électricité concernée et les demandeurs, les opérateurs soumis aux obligations.

Pour remplir leurs obligations, les opérateurs peuvent alors produire l'électricité demandée, l'acquérir ou encore acheter un certificat auprès de producteurs. Les producteurs d'électricité d'origine renouvelable, quant à eux, peuvent vendre leur production aux opérateurs soumis à une obligation ou

bien vendre l'électricité sur le marché traditionnel et le certificat vert sur le marché spécifique. La valorisation de la production d'origine renouvelable se fait alors de deux façons. Sur le marché physique, le producteur est rémunéré en dessous de son coût de production, mais la vente du certificat vert complète son revenu. À l'équilibre du marché, le prix des certificats verts est égal à la différence entre le coût marginal de production de l'électricité et le prix de l'électricité sur le marché physique.

S'intégrant bien à la logique des marchés de l'électricité, ces instruments de soutien aux technologies non rentables se développent assez rapidement en Europe.

L'intérêt de ces dispositifs tient à la flexibilité qu'introduisent les échanges. Les promoteurs de ce système présentent aussi la pression concurrentielle qui existe sur ces marchés comme un moyen de réduire le coût des incitations publiques. Cet argument doit être nuancé. En effet, les opérateurs soumis aux obligations, comme les investisseurs dans les énergies renouvelables, chercheront à se protéger des risques de variabilité du prix du certificat. Les uns pour limiter l'incertitude sur la rentabilité de leurs projets et les autres pour se garantir contre des hausses non anticipées de ce coût. Aussi, les acteurs

**Tableau 6.1**  
**Les modes opératoires des marchés de certificats verts en Europe**

	Royaume-Uni	Italie	Belgique	Danemark
Objectifs	10,4% en 2011	78 TWh en 2008	Flandres: 5% en 2005 Wallonie: 12% en 2010	20% en 2003 50% en 2030
Opérateurs contraints	Distributeurs	Producteurs et importateurs	Distributeurs	Consommateurs
Sources éligibles	Unités construites après 1990	Unités construites après 1999	Flandres: déchets exclus Wallonie: déchets inclus	Hydroélectricité de grande capacité et déchets exclus
Date d'entrée en vigueur	2002	2001	Flandres: 2002 Wallonie: 2002	2003
Source: Ph. Menanteau, M.L. Lamy et D. Finon, <i>Les marchés de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables: entre efficacité allocative et efficacité dynamique</i> , cahier de recherche, n° 29, Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie, Université Pierre Mendès France, Grenoble.				



du marché privilégieront-ils l'établissement de contrats à long terme avec un prix fixé entre eux, ce qui limitera la pression concurrentielle et donc la tendance à la réduction du coût du dispositif.

## Conclusion

Contrairement à ce qui est parfois avancé, l'État peut rester, dans un marché ouvert, un acteur majeur de l'évolution du secteur électrique. À des degrés divers, dans l'ensemble des pays européens, les pouvoirs publics ont conservé des prérogatives d'orientation des choix d'investissement des opérateurs. Des instruments divers ont été développés.

L'ouverture à la concurrence en Europe dans le secteur de l'électricité s'est faite majoritairement dans des marchés «surcapacitaires», ce qui a permis sa réussite. Les États ont développé des outils pour influencer à la marge l'évolution des capacités de production installées. Avec l'apparition dans les prochaines années de besoins de renouvellement massif du parc de production, les enjeux de l'intervention publique devraient être accrus. Il s'agira de favoriser la création de capacités de production en base afin de sécuriser l'approvisionnement électrique, alors que la tendance du marché peut conduire les opérateurs à retarder leurs investissements pour profiter de l'augmentation des prix, induite par l'apparition d'une pénurie<sup>7</sup>. Les pouvoirs publics devront alors inciter les producteurs à anticiper la demande et à choisir les techniques de production en base qui leur semblent préférables.

La volonté de l'État français de conserver une place importante au nucléaire dans un environnement où il serait difficile de le financer illustre ce besoin d'intervention publique. Si le coût du kilowattheure de cette énergie est compétitif par rapport aux autres modes de production possibles, l'engagement sur le très long terme et la mobilisation d'une masse importante de capitaux qu'elle induit sont des handicaps. Face à l'incertitude sur les prix futurs de l'électricité, les producteurs d'électricité pourraient privilégier des technologies nécessitant moins d'investissements et permettant un retour sur capital plus rapide.

Dans les différents exemples présentés ci-dessus, nous avons mis en lumière le coût du passage d'une logique de planification à une logique d'incitation. Afin d'encourager les acteurs du marché à suivre ses préférences, l'État doit, en effet, garantir la rentabilité de leurs investissements. Le choix des instruments utilisés influence le niveau de ce coût, mais il ne peut le faire disparaître. Si la contradiction entre les intérêts publics et ceux du privé devait s'accroître, le coût de l'intervention publique s'en trouverait fortement augmenté et l'État pourrait être amené à revoir ses moyens d'intervention.

7. «Nouvelles Formes de marchés électriques et choix d'investissement», cahier de recherche du CGEMP, n° 1, Université de Paris IX Dauphine, 2002.





# La réglementation économique et financière des industries de réseau

Jean-Benoît TRAHAN

Président, Eneconsult, Saint-Jean-sur-Richelieu (Québec), Canada

## Le monopole naturel et ses intérêts

Le monopole naturel représente une situation où les coûts de production sont moindres lorsque le service ou le produit est offert par une seule entreprise plutôt que par plusieurs. Par incidence, les entrepreneurs qui sont dans ce secteur auront comme intérêt d'acquiescer leurs concurrents afin de réduire leurs coûts de production, d'offrir un meilleur prix et donc de continuer la progression de l'acquisition de clientèles alors détenues par d'autres concurrents. À terme, il ne restera qu'une seule entreprise<sup>1</sup>. C'est ce qui explique le terme « naturel » dans l'expression « monopole naturel » : il est naturel qu'à terme chaque industrie soit possédée par une seule entreprise.

On retrouvera donc principalement des industries de réseau dans ce type de monopole, comme le transport par rail, le transport et la distribution de l'électricité, la distribution de l'eau ou encore les télécommunications.

Ces entreprises de réseau sont caractérisées par des coûts de production marginaux décroissants<sup>2</sup>, un faible taux de substitution des produits offerts et des services fondamentaux, voire essentiels, rendus par leurs produits et services.

Tout d'abord, notons l'aspect de la forte capitalisation requise dans ces industries. En effet, la construction d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité nécessite de grands investissements qu'il ne sera possible de rentabiliser qu'à long terme. Or, lorsque l'investissement majeur est fait, les coûts pour augmenter l'utilisation du réseau sont généralement très peu importants lorsque comparés à ceux que devrait déboursier une entreprise concurrente voulant entrer dans le marché en développant son propre réseau.

En second lieu, notons que les produits offerts par ces industries ont peu ou pas de substituts réels. En fait, les substituts sont peu accessibles, moins pratiques ou tout simplement moins performants. C'est le cas par exemple de l'éclairage à la chandelle versus à l'électricité ou de l'utilisation, sur de grandes distances de déplacement, de la voiture versus l'avion.

Enfin, ces industries offrent des services fondamentaux au développement humain, tels que l'accès à l'eau, à l'électricité, au transport ou aux télécommunications. Toute économie qui cherche à relever les défis de la croissance doit pouvoir compter sur un excellent système de transport, de communication, d'accès à l'eau potable et à l'énergie.

1. À titre illustratif, prenons le cas du Québec. Au tout début de l'apparition des sociétés d'électricité, il y avait plusieurs petits producteurs pour la ville de Montréal, certains offrant à la ville, d'autres, à plusieurs usines. Progressivement, mais très rapidement, la compagnie *Montreal Light Heat and Power* (MLH&P) a racheté tous ses concurrents locaux et a ainsi détenu un monopole sur la ville. Le même processus a été observé au niveau régional. Par exemple, la MLH&P a racheté par la suite les distributeurs et producteurs de la rive sud de Montréal. Finalement, à la suite de deux nationalisations, Hydro-Québec a repris tous les concurrents à l'échelle de la province de Québec, à l'exception de quelques-uns, principalement des municipalités et des coopératives de taille restreinte.

2. On peut également expliquer ce phénomène par le suivant : les coûts fixes sont très grands, alors que les coûts variables sont, de nature, beaucoup plus limités.

C'est dans cette optique que la réglementation économique s'inscrit. Elle a pour objectif d'assurer un développement harmonieux de ces industries.

En effet, une entreprise en situation de monopole naturel aura tendance à utiliser son pouvoir de marché (entre autres en utilisant des stratégies de contraction de l'offre ou de prix discriminatoires) afin d'atteindre ses objectifs de maximisation de rentabilité. En fait, cette situation est présente dans toutes les industries. Cependant, dans un marché concurrentiel, les entreprises qui proposeront des stratégies de marché afin de faire hausser les prix ouvriront alors la porte à la venue de nouveaux joueurs qui proposeront, eux, le produit ou service à un coût moindre. Or, le monopoleur naturel n'a pas de concurrents et sa position de dominance du marché n'est pas remise en question, notamment parce que les barrières à l'entrée du marché sont trop grandes (forte capitalisation nécessaire). Ainsi, l'État doit intervenir afin d'assurer un développement harmonieux des secteurs.

## Les réactions des gouvernements

À travers le temps, les gouvernements ont cherché à réduire les pouvoirs des monopoles naturels afin de hausser la « qualité de vie » des consommateurs, donc de leurs citoyens. Économiquement, on peut expliquer cette volonté par la recherche de la maximisation du bien-être social.

Le bien-être social se compose du bénéfice de l'entreprise et du bénéfice des consommateurs. Il est entendu que la maximisation de ces deux bénéfices est antinomique. C'est pourquoi, lorsque la compétition ne réussit pas à apporter les bénéfices de chaque partie vers le point optimal pour la société, les gouvernements ont tendance à chercher à agir sur le marché pour corriger ces imperfections. Dans le cas des monopoles naturels, le gouvernement permet leur développement, tout en s'assurant que les prix, la qualité du service et l'accès à ce dernier sont jugés raisonnables par les consommateurs.

Deux approches ont donc été développées par les gouvernements dans leur stratégie de recherche de la maximisation du bien-être social. Ce sont la nationalisation et la réglementation économique.

Une stratégie courante fut la nationalisation des entités monopolistiques privées, en les mettant totalement sous le contrôle de l'État<sup>3</sup>. Cette tendance fut d'ailleurs très forte dans les pays d'Afrique de l'Ouest, mais également dans d'autres pays, notamment pour l'électricité dans les provinces canadiennes et en France.

L'autre approche, la réglementation économique, cherche à minimiser le pouvoir des monopoleurs, tout en laissant les entreprises dans le secteur privé. Cette approche est principalement utilisée aux États-Unis et en Angleterre, mais également dans d'autres pays, notamment au Canada, et dans plusieurs provinces ou États, comme au Québec et dans le Vermont, par exemple.

Aujourd'hui, plusieurs pays en développement cherchent à remettre la gestion des entreprises monopolistiques au secteur privé, entre autres pour cause de manque de financement public, tout en conservant un certain contrôle sur les actions de celles-ci. La réglementation économique, expérimentée principalement dans les pays anglo-saxons, se veut une solution fort populaire pour ce faire. Celle-ci se met en place sur l'opérateur en échange d'un droit de monopole sur un secteur donné de l'économie, par exemple la distribution de l'électricité<sup>4</sup>.

3. Dans cette approche, l'entreprise nationalisée devient un outil d'intervention directe du gouvernement dans le développement économique.

4. La production d'électricité est un secteur qui a une tendance monopolistique moindre. Cependant, ce secteur est souvent en position de monopsonne, ce qui limite également la fluidité du marché. Par conséquent, il est normal de retrouver des monopoles dans ce segment de l'industrie, surtout dans le cas des entreprises intégrées verticalement (production, transport et distribution). L'arrivée des producteurs d'électricité indépendants est toutefois de plus en plus courante, habituellement en ajout au producteur historique, afin de répondre à la croissance de la demande. Souvent, ces entreprises auront alors des garanties d'achat de la part du distributeur; par exemple, en gagnant un appel d'offres du distributeur ou en signant un contrat d'achat-vente.

## La réglementation économique

La réglementation économique a pour objectifs:

- d'assurer que le service est offert à un prix raisonnable;
- de permettre l'expansion de la desserte à un taux jugé raisonnable (par exemple, la desserte des milieux ruraux);
- d'assurer une qualité du service raisonnable;
- d'assurer la viabilité financière de l'entreprise.

La réglementation économique atteint ces objectifs en effectuant le suivi et la vérification des actions et de la gestion de l'opérateur.

Pour ce faire, il faudra mettre en place une entité supérieure au conseil d'administration de l'entreprise privée. Cette entité, le régulateur, doit donc posséder des pouvoirs législatifs suffisamment puissants afin que le monopoleur respecte ses décisions.

Cependant, le régulateur ne remplace pas le conseil d'administration ni les spécialistes du monopoleur. En effet, l'objectif ultime de la réglementation économique est de s'assurer que le monopoleur n'utilise pas son pouvoir de marché de manière déraisonnable. Là s'arrête le rôle du régulateur. Ainsi, ce dernier doit se faire convaincre que l'opérateur agit correctement.

Afin d'effectuer les travaux de vérification nécessaires, la réglementation économique utilise le droit, et plus spécifiquement le droit administratif, afin d'encadrer l'ensemble des échanges et des travaux permettant au régulateur d'atteindre ses objectifs.

## Le législatif

Le droit sert initialement à la création du régulateur. Le régulateur se veut une entité paragonnementale, qui doit être créée par une loi constitutive.

Cette loi constitutive doit permettre la création de l'Autorité (commission ou régie), et inscrire ses droits et obligations. Elle devra prévoir, notamment:

- La méthode de nomination du président et des membres de l'Autorité;
- Les différentes obligations réglementaires de l'Autorité:
  - Modifications tarifaires
  - Conditions de service
  - Nouvel investissement de l'opérateur
  - Programmes commerciaux
  - Programmes d'économies d'énergie
  - Plan d'approvisionnement énergétique
  - etc.
- L'accès aux ressources financières pour le fonctionnement de l'Autorité:
  - Habituellement, l'Autorité a un financement indépendant provenant d'une redevance payée par les consommateurs et remise à l'Autorité par l'opérateur. Cette méthode de financement s'explique par le fait que les bénéficiaires directs de l'Autorité sont les consommateurs, puisque sans l'Autorité, le monopoleur pourrait user de son pouvoir monopolistique pour notamment hausser radicalement ses prix.

## L'application de la loi

Bien que la réglementation des monopoles naturels soit davantage de nature économique et financière, il est nécessaire d'établir un cadre pour les échanges, débats et travaux. Pour ce faire, le droit administratif apporte une solution, puisqu'il sert à gérer l'ensemble des débats réglementaires.

La réglementation économique ne relève pas du droit civil. À la fin des travaux, il n'y a pas de coupable ni de sentence de prison. L'objectif est de tenir des débats qui permettront au régulateur d'être confortable avec les décisions et agissements de l'opérateur.

Or, il est régulier que les informations fournies par l'opérateur soient incomplètes, selon le régulateur. Dans certains cas, cela est une volonté de l'opérateur qui cherche à dissimuler son information, ce que l'on appelle usuellement le problème de

l'asymétrie d'informations<sup>5</sup>. Souvent, il s'agit davantage d'agissements involontaires de la part de l'opérateur. Ici, on peut comparer cette situation à celle de quelqu'un qui a de la difficulté à vulgariser sa connaissance.

Dans tous les cas, le régulateur pourra accomplir plus facilement le travail qui lui est confié s'il peut compter sur la collaboration des autres groupes de la société, particulièrement des groupes de consommateurs. Ces derniers permettront au régulateur d'obtenir des informations supplémentaires les concernant, réduisant l'asymétrie d'informations dont bénéficie l'opérateur. Ces groupes de clients auront tendance à apporter des preuves expliquant les impacts des demandes de l'opérateur sur les consommateurs qu'ils représentent. Par exemple, un groupe de clients pourrait expliquer au régulateur que la hausse des prix demandée par l'opérateur aura des impacts néfastes pires que s'il n'y avait pas de hausse, puisque l'ampleur de la hausse aura comme résultat de réduire de manière importante la consommation des abonnés. Ils peuvent également éclairer le régulateur sur les agissements de l'opérateur dans ses relations avec les consommateurs, par exemple avec ceux qui paient en retard, etc.

Le droit administratif, moins strict que le droit pénal, permettra donc des échanges constructifs sous la gouverne du régulateur. De plus, tout en garantissant le principe primaire du droit, soit le droit d'être entendu de manière équitable, le régulateur pourra moduler son règlement de procédure afin de favoriser au maximum l'apport d'information lui permettant de prendre des décisions éclairées.

## Les ententes négociées

Dans les pays où la présence de groupes de consommateurs bien implantés représente un réel contre-poids à l'opérateur, des procédures de négociations plutôt que d'audiences traditionnelles deviennent graduellement plus populaires. Ces négociations se font entre les représentants de l'opérateur et les groupes de consommateurs et sont tenues sous les indications et la méthodologie décidées par le régulateur.

Ces négociations favorisent des débats moins formels, qui permettent, dans certains cas, de meilleurs résultats. Cependant, les risques de déraillement sont présents. Entre autres, il peut y avoir des échanges de bons procédés entre groupes de consommateurs ou entre consommateurs et opérateur, qui amèneront des résultats inacceptables du point de vue de l'intérêt public.

Ainsi, le régulateur doit tout de même s'assurer que l'intérêt public est respecté et, pour ce faire, il doit s'assurer que tel est le cas et non pas uniquement se fier aux résultats des négociations. La compétence de l'équipe du régulateur sera d'ailleurs la pierre angulaire de sa capacité à s'assurer que l'intérêt public est bien représenté.

## Les disciplines de la réglementation économique

Bien que le travail soit effectué par l'opérateur régulé, le régulateur doit posséder suffisamment de compétences afin de s'assurer de comprendre les actions du monopole. Ainsi, un régulateur normalement constitué doit reposer sur les disciplines suivantes :

- Droit
- Économie
- Finance et comptabilité
- Ingénierie

À ces quatre disciplines, d'autres peuvent également s'ajouter, notamment celles entourant les enjeux de l'environnement et du développement durable. À cet égard, les disciplines de la biologie, de

5. L'information est le nerf des travaux réglementaires. Si l'opérateur limite l'offre d'information, la réglementation économique ne pourra être performante, puisque les décisions se prendront sur des impressions. À ce jeu, le régulateur a usuellement tendance à répondre plus favorablement aux demandes de l'opérateur, puisqu'il craint d'acculer celui-ci à la faillite et ainsi de faillir dans sa tâche de régulateur.

l'écologie et des autres sciences de la terre peuvent être d'un apport fort appréciable.

Idéalement, un régulateur doit avoir une méthode de travail multidisciplinaire et non pas sectorielle (par discipline). L'opérateur est une entreprise qui intègre dans ses activités de gestion l'ensemble des disciplines. Par exemple, l'étude d'un projet d'extension du réseau d'électricité aura pour incidence de requérir des compétences en ingénierie pour la construction, en économie et en finance pour le financement du projet et pour l'intégration dans la vision du développement de l'entreprise, et en droit pour acquiescer les autorisations nécessaires. Le régulateur qui veut être en mesure de comprendre et de saisir les actions multidisciplinaires de l'opérateur doit être en mesure de travailler lui aussi de manière multidisciplinaire.

## Les principaux travaux du régulateur

Le régulateur doit effectuer un certain nombre d'études et de vérifications afin de suivre et de comprendre les actions et de la gestion de l'opérateur.

La démarche du régulateur en est une à long terme. D'une part, le rôle du régulateur est de tenter de reproduire dans le marché régulé les conditions théoriques d'un marché de concurrence parfaite. Ces conditions étant théoriques, il est donc impossible d'arriver à l'optimum économique en pratique. L'objectif doit être d'y tendre dans le temps. Le régulateur doit donc développer une vision à long terme lorsqu'il mène ses travaux.

D'autre part, avec la création et la mise en place d'un régulateur en présence d'une société déjà existante, le régulateur et l'opérateur doivent apprendre à travailler ensemble. Tout d'abord, l'opérateur devra apprendre à évoluer dans un environnement où l'information est dévoilée publiquement. De son côté, le régulateur doit amener cet opérateur à progresser le plus rapidement possible dans la bonne direction, surtout afin de réduire le phénomène d'asymétrie d'informations. Par exemple, l'opérateur devra désormais expliquer sa stratégie de développement

publiquement, et la défendre tout en offrant aux autres intervenants les données financières et les autres informations leur permettant d'évaluer cette stratégie. Ainsi, l'opérateur qui possède toute l'information et qui s'en sert pour faire passer ses idées devra accepter de partager celle-ci afin que tous puissent émettre leur opinion et que le régulateur puisse juger au mérite l'ensemble des propositions. L'opérateur devra, de son côté, développer une stratégie et des procédures adéquates pour faire émerger ces informations.

Parmi les principaux travaux du régulateur, qui seront peaufinés au cours des années et modifiés afin de suivre l'évolution des techniques et de l'entreprise, il y a :

- Le plan de développement de l'entreprise
  - L'opérateur présente la stratégie de développement de l'entreprise. Par exemple, il explique et démontre, avec données et autres informations à l'appui, ses intentions en ce qui concerne l'ajout de nouvelles clientèles, de nouvelles charges, l'ajout de nouvelles centrales de production, etc. Cela permet donc d'avoir une idée claire où sera rendu l'opérateur à la fin de la période étudiée.
- La base de tarification
  - La base de tarification comprend l'ensemble des immobilisations de l'entreprise, ainsi que ses différents niveaux d'amortissement. On retrouve donc les investissements amortis sur une période de plus de 12 mois, tels que l'achat de véhicules, d'immeubles, de systèmes informatiques, de poteaux et de fils électriques, de compteurs, etc. De plus, elle comprend le fonds de roulement de l'entreprise ainsi que des programmes commerciaux financés sur plusieurs années.
- Le coût de la dette et du capital
  - Le coût de la dette et du capital représente les charges d'intérêts ou de dividendes qui seront supportés par l'entreprise. Ce coût doit être présenté en pourcentage et en valeur.



- La structure du capital
  - La structure du capital indique la part de chaque type de capital qu'utilise l'entreprise. Par exemple, on pourrait retrouver dans une entreprise les ratios suivants: dette de court terme, 10%, dette de long terme, 50%, capital propre, 40%. Le taux pondéré du coût de la dette et du capital sur la structure de capital nous permet alors d'établir le coût moyen de rémunération du capital de l'entreprise pour une année donnée.
- Les dépenses d'exploitation
  - Les dépenses d'exploitation représentent l'ensemble des dépenses de l'entreprise qui ne sont pas amorties sur une période de plus de 12 mois. On y retrouve par exemple la papeterie, les salaires et avantages sociaux non reliés à des immobilisations, les frais de poste, d'énergie et de téléphone, etc.
- Les dépenses d'opération
  - Les dépenses d'opération représentent l'ensemble des dépenses de l'entreprise pour une année donnée, soit l'amortissement du capital, la rémunération du capital et les dépenses d'exploitation.
- L'allocation du coût de service
  - L'allocation du coût de service a pour objectif de déterminer le coût réel d'un service à une classe tarifaire<sup>6</sup> particulière. Ainsi, cela nous permet d'établir, en comparant avec les revenus de la dite classe, la nature de l'interfinancement qui existe.
- La tarification
  - La tarification est l'exercice ultime de la réglementation économique. Basée sur les prévisions de coûts et sur les prévisions de consommation, elle cherche à établir une grille tarifaire qui permettra à l'entreprise réglementée de récupérer l'ensemble de ses coûts. Il s'agit également du moment où certaines décisions d'ordre économique, social ou politique peuvent être prises. Par exemple, assurer un tarif social interfinancé par les autres classes tarifaires.
- L'évaluation de la qualité du service
  - L'évaluation de la qualité du service est surtout importante dans les systèmes réglementaires incitatifs. Elle sert à s'assurer que l'entreprise monopolistique n'a pas fait des gains de productivité lui permettant d'obtenir de meilleurs rendements sur son capital propre, au détriment de la qualité offerte aux clients.

Ainsi, lorsqu'un régulateur obtient les informations demandées et nécessaires au traitement de ces différents dossiers, il pourra évaluer adéquatement et avec motivation toute demande de modification tarifaire.

## Conclusion

La réglementation économique est fondée sur le fait que l'opérateur d'un monopole possède un pouvoir qui lui permet de favoriser son propre bénéfice, au détriment de celui de la société. Malheureusement, l'histoire nous démontre que ce dernier a tendance à utiliser ce pouvoir, ce qui a mené au cours des années les gouvernements à chercher des méthodes afin de le réduire.

La réglementation économique est une méthode avant tout pratique qui a connu du succès dans de nombreux pays. Cependant, la mise en place d'un régulateur est relativement complexe et nécessite une volonté politique forte. Pour ce faire, l'indépendance de l'Autorité dans le traitement des dossiers est un

6. Une classe tarifaire représente un ensemble de clients ayant des caractéristiques communes: clients résidentiels, commerciaux, institutionnels, industriels. Idéalement, ces caractéristiques doivent être basées sur la nature de la consommation et non pas sur des facteurs politiques ou sociaux.

des points les plus névralgiques. En effet, si le processus est vicié par de l'ingérence, qu'elle soit politique ou autre, la réglementation économique n'arrivera jamais à atteindre ses objectifs.

Bien entendu, la mise en place d'un régulateur amène le gouvernement à se défaire d'une partie de son pouvoir dans un secteur sensible du développement économique et du maintien de la stabilité sociale. C'est pour cette raison que la mise en place d'une loi constitutive bien adaptée à la situation du pays est la pierre angulaire du processus.

L'opérateur aura tendance à chercher à ne pas s'assujettir à la réglementation économique au départ. Cela est normal, puisque la nouvelle situation l'amène à revoir son comportement dans des domaines où il n'était pas redevable au public. En fait, on peut aisément comparer la mise en place d'un système de réglementation économique au dressage. Un cheval sauvage, le premier jour qu'on le montera, ruera. Il ruera jusqu'au moment où il sentira qu'il doit composer désormais avec quelqu'un sur son dos et qu'il gagnera davantage à accepter qu'à combattre.

Le temps est donc une ressource essentielle à l'évolution de l'opérateur, tout comme la nature de quelques décisions qui lui seront défavorables l'amènera à revoir son positionnement et sa stratégie face à la réglementation. D'ailleurs, l'opérateur s'apercevra à terme qu'une décision non éclairée par manque d'information est souvent plus dommageable pour celui-ci que le fait d'offrir les informations nécessaires au régulateur afin qu'il puisse rendre une décision équitable.

Les consommateurs sont aussi une partie importante de l'équation. Par leur apport et leurs interventions, ils permettront au processus réglementaire d'atteindre ses différents objectifs.

Enfin, la réglementation économique est basée sur le traitement de l'information détenue par l'opérateur. La gestion de cette information et son accessibilité sont des aspects fondamentaux du traitement des dossiers réglementaires. La transparence est donc obligatoire. Il ne faut pas oublier qu'une entreprise qui se voit accorder un monopole pour un service public a des obligations, et pas que des droits.



# Le rôle et les responsabilités d'un État régulateur

Fernando CUEVAS

Chef de l'Unité «Énergie et Ressources Naturelles», Commission économique de l'Amérique latine et des Caraïbes, Mexico, Mexique

Les réformes de l'industrie électrique, amorcées au cours des années 1980 et qui ont connu leur plein essor à partir de la décennie 90, amènent à se pencher sur la définition des rôles des différents acteurs de cette industrie. Les mutations qu'elle connaît induisent en effet une redéfinition des rapports qui prévalaient jusque-là entre l'État et les entreprises, tout particulièrement en ce qui a trait aux missions rattachées au pouvoir de tutelle des autorités et à leur pouvoir réglementaire.

Ces réformes visent aussi une plus grande efficacité des entreprises, au moyen d'un plus fort apport des capitaux privés. Cette participation du secteur privé suppose toutefois de nouvelles lois, de même qu'une réorganisation de la régulation publique.

Les quelques réflexions énoncées ici sur ces questions traiteront d'abord des nouvelles fonctions de l'État, avant de s'attarder sur la description détaillée de la fonction normative ou de tutelle et la fonction réglementaire.

## Les nouvelles fonctions de l'État

La plupart des réformes de l'industrie électrique se caractérisent par le retrait, total ou partiel, de l'État dans son rôle de gestionnaire, ainsi que par l'adaptation de ses fonctions au nouveau cadre institutionnel mis en place. Ces réformes apportent généralement aussi un ou plusieurs des changements suivants :

- introduction de la concurrence dans le segment de la production ;
- dé-intégration verticale et horizontale des entreprises ;
- accès des tiers aux réseaux de transport.

Une réforme dite radicale aboutit ainsi à une industrie composée d'un segment de la production qui est potentiellement concurrentiel, et des segments du transport et de la distribution qui, eux, conservent des caractéristiques de monopole naturel. Il apparaît utile de souligner dès à présent que dans le cas de systèmes électriques de petite et de moyenne dimensions, ce type de modèle de réforme radicale présente certaines limites, en particulier par rapport à une introduction de la concurrence dans le segment de la production (Cuevas et Rodriguez, 1998).

Une introduction de la concurrence en production permet d'avoir un segment dérégulé dans lequel l'intervention de l'État se limite au contrôle du respect du jeu concurrentiel. Il n'en va pas de même pour les segments du transport et de la distribution où, du fait des caractéristiques de monopole naturel, l'État se doit de mettre sur pied un mécanisme réglementaire.

Cela revient donc à énoncer que la mise en place de ces réformes de l'industrie électrique conduit à une nouvelle division du travail entre le secteur privé et l'État. Ce dernier conserve la responsabilité de définir la politique énergétique et la réglementation des marchés monopolistiques ou oligopolistiques. Qui plus est, il est également tenu de surveiller les mécanismes de marché par des actions directes ou des instruments indirects, en ce qui concerne les segments concurrentiels. L'amplitude exacte des nouvelles responsabilités de l'État est significativement reliée aux cultures politique et juridique de chaque pays. Il existe toutefois un cheminement commun puisque dans la majorité des pays, les réformes sont approuvées par le pouvoir législatif au moyen d'un texte spécifique à l'industrie électrique. Ce texte de loi définit les règles du jeu pour toutes les activités de la filière électrique,

de même que les droits et devoirs de tous les acteurs, publics et privés.

Pour ce qui est de la fonction normative ou de définition de la politique énergétique, il n'est pas inutile de rappeler que même si la nouvelle structure industrielle peut effectivement apporter de meilleures performances du point de vue de l'efficacité économique, elle ne permettra pas forcément l'atteinte des objectifs de développement humain de la société à long terme. Il revient par conséquent à l'État de jouer un rôle subsidiaire avisé, en particulier par rapport à la soutenabilité du développement du secteur énergétique. Ce concept de soutenabilité englobe aussi bien la viabilité économique et financière des entreprises que la protection de l'environnement et l'équité par rapport aux consommateurs.

La présence des monopoles naturels dans les segments du transport et de la distribution de l'électricité justifie l'intervention de l'État par un mécanisme réglementaire<sup>1</sup>, afin d'éviter les abus de position dominante des acteurs sur ces segments de marché. Il faut rappeler qu'en cas de défaillance du marché, l'État se doit d'intervenir pour rétablir les conditions d'exercice du jeu concurrentiel. Cette dernière mission échoit désormais à un nouveau type d'agence, dont l'autonomie doit être garantie par différents moyens.

Il est à noter par ailleurs que, compte tenu de la participation accrue des investisseurs privés dans les différents segments de l'industrie et de la dé-intégration de l'entreprise publique, la mise en place des réformes nécessite l'existence de lois antitrusts et de systèmes judiciaires forts. La dérégulation des entreprises électriques implique une dépendance plus grande à l'égard des lois antitrusts, pour être à même de protéger les consommateurs des comportements abusifs ou monopolistiques des nouveaux acteurs (Shepherd, 1994). Les barrières à l'entrée, le pouvoir de marché des entreprises dominantes ou encore la transparence de l'information sont autant

d'éléments qu'il revient à l'État de surveiller. Ce type de réforme nécessite également l'existence d'associations de défense des consommateurs afin de veiller au bon exercice de la concurrence sur les marchés récemment dérégulés, particulièrement en ce qui concerne les prix et la qualité des services.

Les réformes requièrent donc un ensemble de mesures légales et réglementaires appropriées, mais également des institutions responsables de faire respecter ce corpus. Dans ce contexte, le statut juridique, le degré d'autonomie, les procédures administratives de nomination et de démission du ou des dirigeants de ces institutions deviennent fondamentaux. Il est plus que probable que l'approbation par le pouvoir législatif d'un pays de lois cadres concernant l'industrie électrique, sans adaptation ou création d'institutions robustes en charge de l'application de la réglementation, va entraîner de sérieuses difficultés pour la mise en place de la réforme.

Le cadre réglementaire se révèle également capital dans le cas d'une réforme qui comprend la privatisation d'entreprises publiques<sup>2</sup>. Ce cadre acquiert en effet une importance primordiale pour les analyses coûts-bénéfices préalables à une implication des opérateurs privés. Le défaut de cadre réglementaire peut en effet conduire à une valorisation amoindrie des entreprises à vendre, dans la mesure où ce manque est source d'incertitude pour les investisseurs privés par rapport aux règles du jeu après le transfert de propriété. L'existence de mécanismes réglementaires en amont du démarrage du processus de privatisation permet des débats au sein de la société et des modifications pour l'industrie, ce qui assure une meilleure transparence de la dynamique.

## Fonction normative

Conformément à l'organisation institutionnelle du pays, la fonction normative, qui concerne la définition des politiques fondamentales de l'industrie

1. La notion de réglementation fait référence à toute intervention directe et contraignante des pouvoirs publics ou de l'État dans l'activité des agents économiques en matière d'affectation des ressources.

2. R. Paredes, «Privatización y regulación: lecciones de la experiencia chilena», in *Despues de las Privatizaciones. Hacia el Estado Regulador*, éd. O. Muñoz, CIEPLAN, Santiago, 1993, p. 217-248.

électrique, est assurée soit par un ministère de tutelle, soit par une commission *ad hoc*. La description détaillée des principes généraux et des attributions classiques de la fonction normative de l'État est partie intégrante des lois approuvées lors du démarrage du processus de réforme de l'industrie électrique<sup>3</sup>.

## Les principes normatifs généraux

En général, et indépendamment de l'option législative choisie, il ressort du texte de loi entériné que les

options relatives à l'approvisionnement, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité reposent sur un ensemble de principes normatifs généraux dont une description succincte est reprise dans l'encadré 8.1 (CEPAL, 1997). Il faut noter que les pays qui accordent une attention particulière à l'option de développement durable de leur politique énergétique introduisent explicitement deux principes essentiels: la promotion des économies d'énergie et la prise en compte explicite des sources d'énergies renouvelables.

### ENCADRÉ 8.1

#### Principes normatifs généraux

##### a) Efficacité dans l'allocation des ressources

L'efficacité allocative signifie que la société utilise les ressources disponibles de manière efficace. Les signaux de prix sont alors supposés légitimes.

##### b) Équité

L'équité englobe l'universalité. Tout individu dispose du droit d'accès au service, du moins jusqu'à un certain seuil et moyennant un prix raisonnable, transparent et non discriminatoire. Les pouvoirs publics ont la responsabilité de prendre les mesures qui s'imposent pour éliminer les barrières économiques et géographiques à l'accès d'usagers potentiels au réseau de distribution. L'équité signifie aussi l'égalité de traitement, en ce sens que tous les usagers, placés dans les mêmes conditions, doivent payer un prix équivalent.

##### c) Protection de l'environnement

La production, le transport et la consommation d'électricité nécessaires à l'amélioration des conditions de vie de la population doivent se faire dans la préservation des écosystèmes.

##### d) Participation des citoyens

Ce principe signifie qu'il faut non seulement autoriser, mais également encourager la participation des citoyens et bénéficiaires à l'élaboration de la politique énergétique.

##### e) Transparence

Il faut garantir l'accès à l'information aux pouvoirs publics, aux opérateurs et aux usagers intéressés au développement des systèmes électriques et à la gestion

du réseau. L'asymétrie d'informations peut donner lieu à des rentes informationnelles qui profitent en règle générale à la firme régulée.

##### f) Sécurité d'approvisionnement

Le concessionnaire du service public doit assurer la continuité et la qualité du service sur la base d'un programme adéquat d'investissements et d'un flux suffisant de capitaux pour développer les systèmes.

##### g) Indépendance énergétique et flexibilité du système

Le développement du système électrique ne doit pas conduire à une situation de dépendance énergétique qui irait à l'encontre du développement durable.

##### h) ATR non discriminatoire

Permettre l'accès des tiers au réseau (ATR) à des conditions égales pour tous. Le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès que s'il ne dispose pas de la capacité de transport et de distribution nécessaire. Le refus devra toutefois être motivé et justifié.

##### i) Adaptabilité technologique

Le système doit être capable d'incorporer le progrès technique permettant d'accroître l'efficacité productive et allocative.

##### j) Neutralité

Tous les concessionnaires du service public et les usagers ont droit au même traitement au regard des préceptes de la loi.

3. Il peut s'agir d'une loi générale d'électricité ou encore d'une loi spécifique de création de la commission *ad hoc*.



## Les attributions

La formulation des politiques et l'élaboration du plan de référence ou indicatif de l'industrie électrique sont les deux grands chapitres de la fonction normative de l'État. Une liste complète et détaillée de ces attributions est fournie dans l'encadré 8.2.

L'élaboration du plan de référence ou indicatif passe par deux options fondamentales. La première de ces deux options, qui est celle adoptée par le Chili, par exemple, élabore ce plan à partir des intentions de construction de nouveaux ouvrages de production par les entreprises électriques existantes ou futures.

La deuxième option, qui est celle du Mexique ou de la Colombie, établit le plan avec l'objectif affiché d'assurer l'approvisionnement futur en électricité du pays. Elle suppose donc la définition préalable d'options technologiques, du choix des combustibles des nouvelles centrales ou encore la diversification des sources énergétiques. Il va de soi que cette dernière voie suppose une implication plus importante de l'État quant au développement de l'industrie électrique.

Il est important de signaler que le nombre de pays qui se permettent de faire l'économie de cette fonction normative est restreint. Dans ce cas, les gouvernements font confiance aux forces du marché pour assurer l'approvisionnement futur. Cette situation est celle qui prévaut en Argentine et au Salvador.

## L'organisme de tutelle

Le ministère de tutelle ou la commission *ad hoc* est responsable de la fonction normative de l'État. La commission *ad hoc* présente l'avantage d'offrir une diversité de possibilités quant à sa composition (ministres ou fonctionnaires nommés par le pouvoir exécutif ou législatif ou par les deux), mais également quant à son champ de compétence (tout le secteur énergétique ou uniquement l'industrie électrique). Le choix ultime est bien entendu en fonction de la culture politique et des institutions des États. Toutefois, dans le cas des pays en développement, où les cadres professionnels ne sont pas légion, une com-

### ENCADRÉ 8.2

#### Formulation des politiques et élaboration du plan de référence de l'industrie électrique

- a) Établir et analyser les options de politique énergétique dans le domaine de l'électricité.
- b) Faire des recommandations sur des politiques de prix de l'énergie, en particulier sur les tarifs de l'électricité.
- c) Évaluer les avantages et les inconvénients du développement des sources alternatives d'énergie du point de vue économique, social et environnemental.
- d) Effectuer des diagnostics permettant la formulation de plans et de programmes pour le secteur énergétique.
- e) Proposer des programmes de maîtrise de l'énergie.
- f) Coordonner les plans de développement et d'investissement des projets énergétiques.
- g) Veiller à l'incorporation des considérations sociales et environnementales dans le développement des activités énergétiques.
- h) Publier les politiques et les plans du gouvernement.
- i) Effectuer directement des contrats ou les passer à des services spécialisés afin de réaliser des études de pré-faisabilité et même des études de faisabilité nécessaires à la formulation de la stratégie énergétique, ainsi que des plans et des programmes sectoriels.
- j) Établir les critères de choix des projets énergétiques sur la base du plan stratégique et des études d'impact environnemental.
- k) Encourager la participation du capital privé dans les investissements nécessaires au développement énergétique du pays.
- l) Faire des projections de croissance de la demande d'électricité et des ressources disponibles, en tenant compte des considérations techniques, économiques, sociales et environnementales.
- m) Élaborer un plan national énergétique et adapter le plan de développement du secteur électrique au premier.
- n) Prendre en considération les externalités associées à la production, à la transformation et à l'utilisation de l'électricité, lors de la détermination des tarifs.

mission dont la compétence s'étend à la totalité du secteur énergétique aurait l'avantage d'exploiter de manière optimale la faible quantité de ressources humaines spécialisées, tout en assurant par une

approche exhaustive la cohérence des politiques propres à chaque industrie du secteur. La réelle imbrication entre la production d'électricité et l'approvisionnement en combustibles (gazeux, liquides ou solides) plaide plus pour une organisation sectorielle que pour des entités propres à chaque industrie énergétique.

## Fonction réglementaire

Pareillement aux propos ci-dessus énoncés, les attributions de la fonction réglementaire de l'État et la création de l'agence responsable sont partie intégrante soit d'un texte général de la loi de l'industrie électrique, soit d'une loi spécifique, propre à la fonction elle-même. Les nouvelles institutions qui ont été créées dans la plupart des pays procèdent selon cette logique. Et dans le cas des pays qui possédaient déjà une agence (comme au Costa Rica), la réforme a permis d'en renforcer les responsabilités.

## Les attributions de l'agence

Les trois grands défis auxquels fait face toute agence réglementaire sont:

- la protection des consommateurs des abus possibles de positions dominantes des entreprises;
- la protection des investisseurs d'éventuelles actions arbitraires de l'État;
- la promotion de l'efficacité économique.

Une liste exhaustive des attributions fondamentales de ce type d'agence est reprise dans l'encadré 8.3.

## L'insertion institutionnelle du nouvel organisme

La réussite de la nouvelle agence réglementaire dépendra particulièrement du positionnement institutionnel spécifique que lui attribue sa loi de création dans l'enchevêtrement complexe des institutions de

### ENCADRÉ 8.3

#### Attributions de l'agence réglementaire

- |   |  |
|---|--|
| <p>a) Protéger les droits des consommateurs.</p> <p>b) Faire respecter les dispositions de la loi de l'industrie électrique.</p> <p>c) Établir les règlements relatifs aux producteurs, aux transporteurs, aux distributeurs et aux consommateurs d'électricité en matière de sécurité, de normes de qualité, de conditions d'approvisionnement et de procédures techniques et administratives.</p> <p>d) Prévenir les positions monopolistiques, dominantes ou discriminatoires des différents acteurs de l'industrie électrique.</p> <p>e) Établir les méthodologies de calcul pour la fixation des prix aux nœuds de réseaux (coûts marginaux territoriaux).</p> <p>f) Établir les méthodologies de calcul pour la fixation du niveau des péages, en raison de l'utilisation du réseau de transport et de distribution, de même que le prix de l'électricité fournie au consommateur final.</p> <p>g) Publier les principes généraux à respecter par les transporteurs et les distributeurs afin d'assurer le libre accès aux réseaux.</p> <p>h) Surveiller le centre de <i>dispatching</i>.</p> <p>i) Approuver les interconnexions et les échanges internationaux.</p> | <p>j) Déterminer les bases et les conditions d'octroi des concessions, licences, permis et autorisations.</p> <p>k) Autoriser les servitudes de passage pour les lignes de transport.</p> <p>l) Organiser les audiences publiques.</p> <p>m) Veiller à la protection de la propriété, de l'environnement et à la sécurité.</p> <p>n) Déterminer les informations que les différents acteurs doivent obligatoirement communiquer à l'agence réglementaire.</p> <p>o) Informer le public des activités de l'industrie et de celles de l'agence réglementaire.</p> <p>p) Imposer des sanctions.</p> <p>q) Promouvoir, auprès des tribunaux compétents, les actions civiles et pénales afin d'assurer le respect des dispositions de la loi, des contrats de concessions, etc.</p> <p>r) Veiller à ce que les subventions, prévues dans le budget de l'État pour les consommateurs à faible revenu, parviennent effectivement aux bénéficiaires, dans le cas où l'État a pris cette décision.</p> <p>s) Approuver les installations et procéder à leur inspection.</p> |
|---|--|

l'État. Ce positionnement est fonction de caractéristiques, telles que sa spécificité, son degré d'indépendance et d'autonomie, sa responsabilité à l'égard de la loi (*accountability*) ou encore ses relations avec les autres organismes.

### *La spécificité de l'agence réglementaire*

Il y a trois options à considérer pour l'organisation de la nouvelle autorité réglementaire, en fonction du nombre d'industries sous sa responsabilité. L'agence peut par exemple être propre à l'industrie électrique, comme c'est le cas en Angleterre. Elle peut aussi, à l'exemple du Mexique, être reliée spécifiquement au secteur énergétique, en combinant l'électricité et le gaz. Une autre possibilité qui recoupe l'option du Costa Rica consiste à disposer d'un organisme multisectoriel, dont le champ de compétence couvre entièrement ou une partie des secteurs d'infrastructure, tels que les télécommunications, l'électricité, le gaz naturel, l'eau et l'assainissement, etc.

Les avis des spécialistes convergent pour admettre qu'une agence qui s'occupe de plusieurs industries (agence multisectorielle) a plus d'avantages que de désavantages. Ce consensus est tout particulièrement avéré pour les pays en développement, qui disposent de ressources humaines spécialisées en nombre limité (Smith, 1996). Une agence multisectorielle permet de tirer parti de la coalition des économistes, avocats et financiers qui vont travailler sur des sujets connexes, tels que l'introduction de la concurrence, la détermination des tarifs ou encore l'évaluation des positions dominantes pour des industries différentes. Il en va bien entendu de même pour le personnel administratif. Qui plus est, l'éventualité d'une capture de l'agence par le pouvoir politique, les industries ou les groupes de pression est réduite en raison des responsabilités plus étendues de ce type d'agence. Enfin, ces agences multisectorielles sont mieux outillées pour composer avec les zones d'incertitude qui naissent de la détermination des frontières entre les différentes industries, du fait des processus de réintégration ou de fusion des entreprises<sup>4</sup>.

4. Une illustration de cet état de fait dans le secteur énergétique concerne l'entrée des entreprises gazières dans le segment de la production d'électricité.

Les agences multisectorielles ne présentent toutefois pas que des avantages. L'un des désavantages les plus symptomatiques a trait au pouvoir institutionnel dont est investie l'agence multisectorielle, et en particulier son directeur ou président, compte tenu de l'envergure de son influence sur les industries, parfois les plus importantes du pays. Cette puissance politique est très mal perçue par les ministres, le pouvoir législatif et l'ensemble du pouvoir politique. D'autre part, la concentration dans une agence unique de la fonction réglementaire de l'État à l'égard de plusieurs industries peut devenir un risque majeur en cas de mauvaise performance de celle-ci, puisque les effets seront ressentis par l'ensemble des industries régulées.

### *L'indépendance et la discrétion*

L'indépendance d'une agence réglementaire doit être mesurée à sa capacité à prendre des décisions par rapport à l'industrie, en particulier quant à la définition des tarifs, sans avoir à requérir l'approbation du pouvoir politique, des entreprises régulées, des consommateurs et des groupes de pression. Cette caractéristique de l'agence est celle qui donne confiance aux investisseurs privés et aux consommateurs. Elle ne doit toutefois pas être comprise comme une absence de responsabilité de l'agence par rapport à ses actes administratifs, puisque l'agence est tenue de respecter sa loi de création. Il faut en effet garder à l'esprit que la loi a été approuvée par le pouvoir législatif, dont les membres sont élus selon un processus démocratique. Les actes posés par l'agence sont également contraints par la possibilité d'une intervention du ministère de tutelle, des autorités antitrusts, des groupes de défense des consommateurs ou encore par l'éventualité d'une saisine des tribunaux judiciaires.

Deux facteurs se révèlent primordiaux pour juger de l'indépendance de l'agence. Il s'agit du niveau de latitude et du positionnement de l'agence au sein du paysage gouvernemental. Par rapport au premier, deux extrêmes sont possibles: soit l'agence dispose d'un pouvoir discrétionnaire, soit le cadre réglementaire lui alloue une marge de manœuvre très étroite par rapport à l'interprétation des termes de la loi.

L'expérience fait ressortir une certaine préférence pour une position entre les deux extrêmes, en ce sens que le cadre réglementaire définit les grands principes d'orientation de l'octroi des licences, des concessions, etc., mais, en même temps, il attribue un certain pouvoir discrétionnaire, clairement délimité. En ce qui concerne le deuxième facteur, les agences qui sont directement rattachées aux ministères de tutelle n'ont pas le même degré de liberté que les institutions autonomes. Une troisième option consiste en une agence semi-autonome, dont les décisions les plus importantes seraient révisées par une commission ministérielle.

### *Le degré d'autonomie*

L'autonomie véritable d'une agence réglementaire peut être jugée à partir d'un certain nombre d'indicateurs. Il faut en effet que:

1. les directeurs soient nommés après approbation des pouvoirs exécutif et législatif, et que leur mandat soit irrévocable, sauf en cas de faute grave;
2. les mandats de ces directeurs soient étalés sur des périodes non coïncidentes avec le cycle des élections;
3. les ressources financières de l'agence soient garanties<sup>5</sup> de manière à éviter des négociations annuelles du budget avec le gouvernement;
4. les règles de gestion et d'administration du personnel ne soient pas alignées sur celles de la fonction publique quant aux salaires, au nombre d'experts, etc.

### **La responsabilité de l'agence à l'égard de la loi (*accountability*)**

En plus du respect par l'agence de sa loi d'habilitation, il est primordial que cette responsabilité s'applique également à la transparence du processus décisionnel. Ce dernier aspect requiert des procédures simplifiées et publiques, mais un éminent juriste n'a-t-il pas énoncé que la transparence est le

5. Comme c'est le cas lorsque le financement correspond à un pourcentage du chiffre d'affaires des entreprises régulées.

prix de l'indépendance<sup>6</sup>? Un autre point essentiel concerne le nombre de directeurs de l'agence. Un comité directeur de trois à cinq personnes est préférable à un régulateur unique, car chaque personne surveille le comportement des autres par rapport à la loi<sup>7</sup>.

### **Les relations avec les autres institutions**

L'agence réglementaire garde des relations très étroites avec les commissions antitrusts, les tribunaux et les pouvoirs législatif et exécutif. En particulier, dans le cas d'industries dont un, au moins, des segments a été dérégulé, l'agence réglementaire et la commission antitrusts doivent collaborer de manière étroite pour apprécier, au début, la transition vers le marché concurrentiel, et ensuite contrôler le jeu concurrentiel, cela de façon à empêcher toute position dominante d'une entreprise. D'autre part, les tribunaux jouent un rôle de premier plan pour ce qui est du respect des différentes lois, et toute personne physique ou morale affectée par une quelconque décision de l'agence doit pouvoir saisir la justice pour demander la révision de ladite décision. Enfin, les relations avec les pouvoirs exécutif et législatif permettent à l'agence d'avoir une vision de la politique nationale et des préférences politiques de la société en général.

### **Le cadre réglementaire (loi de l'industrie électrique)**

La loi de l'industrie électrique constitue la base de référence du déroulement d'une réforme. Elle fournit un cadre réglementaire pour tous les opérateurs de l'industrie et, en fonction des préférences des pouvoirs de l'État, elle peut non seulement inclure

6. J.M. de la Cuetara, «Diseño de la agencia reguladora. Principales cuestiones jurídicas», présenté au Congrès mondial de régulation économique, Séville, novembre 1996.

7. Les avantages et désavantages de deux options par rapport à la constitution du comité directeur de l'agence réglementaire sont présentés dans l'article de W. Smith, 1996.

les responsabilités de l'autorité de tutelle, mais également celles de l'agence réglementaire. Dans le cas où cette loi n'englobe ni l'une ni l'autre de ces deux fonctions de l'État, des lois spécifiques doivent alors être promulguées. Habituellement, comme on le verra dans l'encadré 8.4, les points les plus importants de la loi concernent la nouvelle structure de l'industrie (dé-intégration verticale ou horizontale, segments régulés, marché concurrentiel, etc.), les règles d'exploitation du système électrique, en particulier du centre de *dispatching*, le régime tarifaire (prix libres et prix régulés), les concessions et licences, la protection de l'environnement ainsi que la promotion des économies d'énergie et des sources nouvelles et renouvelables.

Trois de ces points vont être abordés ici, à savoir: le concept de service public, les concessions et licences et les audiences publiques.

La norme de service public généralement acceptée se base sur trois principes:

- a) l'obligation de fourniture;
- b) le raccordement (principe d'universalité);
- c) l'égalité de traitement.

L'application de cette norme varie selon les pays. Certains ne l'appliquent qu'à la distribution de l'électricité (cas du Chili), d'autres y rajoutent le segment du transport (cas de l'Argentine) et, enfin, les derniers (qui sont les moins nombreux) considèrent tous les segments (cas du Mexique). Il existe en revanche un consensus sur les activités qui ne sont pas considérées comme faisant partie du service public: la cogénération, la production indépendante, la production pour l'autoconsommation, l'exportation et l'importation d'électricité.

Il existe également une diversité de solutions pour ce qui est des concessions et des licences, et il est à noter que dans la plupart des pays, la production hydraulique de même que le transport et la distribution d'électricité sont des activités sujettes à l'octroi de concessions. Les autres activités par contre ne requièrent que des licences ou des permis, à l'exception de quelques pays dans lesquels la

#### ENCADRÉ 8.4

##### Chapitres classiques d'une loi de l'industrie électrique

Chapitre I:	Dispositions générales
Chapitre II:	Définitions
Chapitre III:	Création et attributions de la Commission des politiques énergétiques (fonction normative)
Chapitre IV:	Création et attributions de l'agence réglementaire (fonction réglementaire)
Chapitre V:	Production
Chapitre VI:	Transport
Chapitre VII:	Distribution
Chapitre VIII:	Grands consommateurs
Chapitre IX:	Exploitation du système électrique national et centre de <i>dispatching</i>
Chapitre X:	Concessions et licences
Chapitre XI:	Droits et obligations des concessionnaires et des titulaires de licences
Chapitre XII:	Annulation des concessions et des licences
Chapitre XIII:	Servitudes d'utilité publique
Chapitre XIV:	Régime tarifaire
Chapitre XV:	Protection de l'environnement
Chapitre XVI:	Économies d'énergie et sources d'énergies renouvelables
Chapitre XVII:	Sanctions
Chapitre XVIII:	Régime fiscal
Chapitre XIX:	Ressources administratives
Chapitre XX:	Dispositions finales ou transitoires

production d'électricité sur base de combustibles fossiles est libre. Même dans ce dernier cas, toutefois, toutes les installations doivent respecter la réglementation du point de vue environnemental et de la sûreté industrielle.

Il est intéressant de noter l'incorporation d'un système d'audiences publiques dans la plupart des lois de l'électricité. Il s'agit là de toute évidence d'une transplantation du droit anglo-saxon, qui s'appuie



sur une tradition dans laquelle on retrouve ce type d'instance de négociation. De fait, l'audience publique est un moyen intéressant de susciter la participation des personnes ou des entités potentiellement affectées par une future norme ou décision d'une agence réglementaire. Ses objectifs sont: la connaissance publique des actes et la participation du public en tant que partie de la procédure administrative. Cette procédure offre un contrôle *ex ante* et ininterrompu aux citoyens.

## Bibliographie

- Alexander, I. et T. Irwin, « Price caps, Rate of Return Regulation, and the Cost of Capital », *Public Policy for the Private Sector*, note n° 87, The World Bank, Washington D.C., septembre 1996.
- Averch, H. et L.L. Johnson, « Behavior of the Firm under Regulatory Constraint », *American Economic Review*, vol. 52, décembre 1962, p. 1052-1063.
- Bauer, J.M., « Principles of Cost-based Regulation », présenté au 38<sup>th</sup> NARUC Annual Regulatory Studies Program, Michigan State University, East Lansing, juillet 1996.
- CEPAL, « Análisis de la legislación eléctrica en América Latina », Santiago, mai 1997.
- Cuevas, F.J., « La déréglementation de l'industrie électrique en Amérique latine. Un premier bilan », *Revue de l'Énergie*, septembre 1996, p. 431-438.
- Cuevas, F.J., « La réglementation d'un monopole naturel. Le cas de l'industrie électrique en Amérique latine. Une approche politico-économique », thèse de doctorat ès sciences économiques, Université de Montpellier, septembre 1993.
- Cuevas, F.J. et V. Rodriguez, « Les contraintes spécifiques des réformes des systèmes électriques de petite et moyenne dimensions. Le cas de l'industrie électrique d'Amérique centrale », dans Finon, D. et D. Kouo, éd., *Investissements et nouveaux aspects contractuels dans les industries électriques africaines*, IEPF, Québec, 1998.
- Davidovici, M., « Monopole naturel et réglementation », in Chevalier, J.M., éd., *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Éditions Montchrestien, Paris, 1995, p. 197-218.
- De La Cuetara, J.M., « Diseño de la Agencia Reguladora. Principales cuestiones jurídicas », présenté au Congrès mondial de la régulation économique, Séville, novembre 1996.
- ENRE, « Jornadas jurídicas sobre servicio público de electricidad », Buenos Aires, juin 1995.
- Estache, A., « Designing Regulatory Institutions for Infrastructure – Lessons from Argentina », in *Public Policy for the Private Sector*, The World Bank, Washington D.C., mai 1997.
- Finon, D., « Les nouvelles fonctions du régulateur et du gouvernement dans les industries électriques libéralisées », *Revue de l'Énergie*, avril 1996, p. 3-15.
- Green, R., « Has Price-cap Regulation of U. K. Utilities been a success? », *Public Policy for the Private Sector*, note n° 132, The World Bank, Washington D.C., novembre 1997.
- Green, R., « Utility Regulation – A Critical Path for Revising Price Controls », *Public Policy for the Private Sector*, note n° 133, The World Bank, Washington D.C., novembre 1997.
- Interamerican Development Bank, « Public Utilities Policy », Washington D.C., juillet 1996.
- Laffont, J.J., « Théorie des incitations et nouvelles formes de réglementation », *Problèmes économiques*, n° 2291, 16 septembre 1992, p. 14-20.
- Laguerre, B. et D. Haag, « Quelques remarques sur la régulation du secteur électrique », dans *Économies et Sociétés, série Économie de l'énergie*, « La déréglementation de l'électricité: Quels enjeux pour l'Europe? », n° 5-6, 1997.
- Martin, J., « Mercados y regulación en los servicios de infraestructura », ILPES/CEPAL, Santiago, octobre 1996.
- Morin, R.A., « Regulatory Finance Utilities' Cost of Capital », Public Utilities Reports Inc., Arlington, mars 1994.



- Muñoz, O., «Después de las privatizaciones. Hacia el estado regulador», Cieplan, Santiago, mars 1993.
- OLADE/CEPAL/GTZ, «Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética», Quito, mai 1997.
- Sappington, D.E.M., «Principles of Regulatory Policy Design», Policy Research Working Paper 1239, The World Bank, Washington D.C., janvier 1994.
- Shepherd, W.G., «Reviving Regulation and Antitrust», *Electricity Journal*, juin 1994, p. 16-23.
- Smith, W., «Utility regulators: Creating agencies in reforming and developing countries», présenté au International Forum for Utility Regulation, Eynsham Hall, juin 1996.
- Stark, C., «Institucionalidad y procesos reguladores de los sectores agua, electricidad y telecomunicaciones en Chile, Perú y Venezuela», ILPES/CEPAL, Santiago, mai 1997.
- Tenenbaum, B., «The Real World of Power Sector Regulation», Viewpoint, Industry and Energy Department, The World Bank, Washington D.C., juin 1995.
- Viscusi, W.K., J.M. Vernon et J.E. Harrington, «Economics of Regulation and Antitrust», The MIT Press, Cambridge, 1995.
- Wilsey, M.F., «Principles of Performance-based and Incentive Regulation», présenté au 38<sup>th</sup> NARUC Annual Regulatory Studies Program, Michigan State University, East Lansing, juillet 1996.

# Fonction, rôle et responsabilité de l'agence de régulation

Lamine THIOUNE

Secrétaire Général de la Commission de Régulation  
du Secteur de l'Électricité du Sénégal

## Évolution récente dans les secteurs des infrastructures

### Nécessité et facteurs justificatifs fort diversifiés

La recherche d'une plus grande efficacité des entreprises du secteur de l'énergie, alliée à une forte croyance aux vertus de la concurrence et des forces du marché, a conduit à d'importants changements institutionnels dans des pays industriels comme les États-unis et surtout la Grande-Bretagne.

Dans les pays de la Communauté européenne, les réformes opérées l'ont été sous l'impulsion des directives communautaires.

En Amérique latine, les contraintes budgétaires ont pesé lourd dans la justification des réformes. En Asie, ce sont les besoins de réhabilitation et de développement des infrastructures dans un contexte de forte croissance économique qui ont imposé les changements institutionnels en vue de donner un plus grand rôle au secteur privé.

En ce qui concerne l'Afrique au sud du Sahara, l'argumentaire en faveur de la réforme du secteur des infrastructures, d'un point de vue économique, trouve sa justification dans l'un ou l'autre des facteurs suivants :

- la mobilisation de ressources financières, pour faire face à des besoins de croissance rapide et dans un contexte de tarissement progressif des sources officielles de financement ;
- la réduction des contraintes budgétaires, par le dégonflement de l'encours des dettes publiques ;

- l'amélioration de la gestion et de l'efficacité des entreprises concernées, objectif aujourd'hui crucial, en raison de la « globalisation » des marchés, du rythme rapide des changements dans les domaines de la technologie, du marketing et du management ;
- les avantages économiques liés à un plus grand rôle du secteur privé dans l'économie, à savoir, entre autres, une meilleure allocation des ressources, un accroissement de l'épargne nationale et une accélération de la croissance.

Mais, sans aucun doute, les contraintes de financement des investissements et les dysfonctionnements dans la gestion des entreprises africaines apparaissent comme les raisons dominantes des réformes engagées par les gouvernements des pays concernés.

Il convient également de signaler la particularité du secteur des télécommunications, où l'explosion des besoins avec la percée des nouvelles technologies est venue s'ajouter aux raisons évoquées ci-dessus.

En ce qui concerne le financement, les besoins en infrastructures, en particulier dans le secteur énergétique, sont tout simplement colossaux, en raison de l'énorme écart qui sépare l'Afrique des autres pays, notamment des pays développés, écart que l'Afrique doit nécessairement combler pour participer avec de meilleures chances au nouveau contexte mondial.

Ces besoins financiers sont, d'après toutes les estimations et analyses, sans commune mesure avec l'apport des sources officielles de financement, et c'est là que réside l'énorme handicap des pays africains, du point de vue économique : leur relative dépendance

envers les financements publics. Ainsi, en 1997, l'aide extérieure à destination de l'Afrique subsaharienne était estimée à 27 \$US *per capita*, et les investissements directs étrangers ne dépassaient guère 3 \$US *per capita*, alors que les chiffres pour l'Amérique latine et les Caraïbes s'établissaient à 13 \$US et 62 \$US *per capita* pour, respectivement, l'aide publique au développement et les investissements directs étrangers. Or, depuis de nombreuses années, on assiste à une diminution de l'aide publique au développement, ce qui requiert des pays en développement de trouver des alternatives pour financer la croissance. C'est la raison d'être des réformes, notamment des réformes sectorielles, dont le mouvement s'est accéléré à la fin des années 1980, particulièrement dans le secteur de l'énergie. Une caractéristique commune à toutes ces réformes est que tous les pays misent sur une plus grande participation du secteur privé, aussi bien national qu'étranger. Mais, dans le cas de la plupart des pays africains, des obstacles rendent difficile l'atteinte d'un tel objectif.

### Stratégies de réformes

Les stratégies varient en fonction du contexte national (et international) du secteur concerné et des objectifs visés, notamment la recherche de l'efficacité, le financement ainsi que de la politique de développement du gouvernement.

Dans certains pays, notamment dans le secteur électrique en Grande-Bretagne, on a ainsi assisté à la dé-intégration de l'industrie, accompagnée de l'introduction de la compétition dans certains segments, en l'occurrence la production et la commercialisation.

En Europe, la stratégie tourne autour de la volonté d'étendre aussi rapidement que possible des logiques de marché à des secteurs dans lesquels les organisations en place limitaient fortement, ou interdisaient, en pratique, le jeu de la concurrence.

Dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne qui se sont engagés dans la voie des réformes, la stratégie comporte comme mesure phare le désengagement de l'État. L'un des objectifs majeurs de la réforme est la recherche d'une plus grande efficacité

à court terme (de la gestion) et à long terme (des investissements), à travers le développement des partenariats public-privé dans le secteur.

Mais, l'existence d'un cadre légal et réglementaire offrant des perspectives intéressantes de développement des partenariats public-privé est une condition préalable au succès des réformes engagées dans les grandes infrastructures.

Cependant, si l'on se réfère aux données disponibles (cf. tableau ci-dessous) en matière de privatisation des entreprises, la valeur globale des opérations menées en Afrique subsaharienne demeure marginale par rapport aux autres régions.

**Tableau 9.1**  
**Valeur des opérations de privatisation**

<b>Privatisation des infrastructures publiques, PVD, 1990-1999</b>	
Télécommunications	249 milliards \$US
Énergie	192 milliards \$US
Transport	106 milliards \$US
Eau	31 milliards \$US
<b>Privatisation des infrastructures publiques, PVD, 1990-1999</b>	
Asie de l'Est/Pacifique	168 milliards \$US
Europe/Asie centrale	62 milliards \$US
Amérique latine	285 milliards \$US
Asie du Sud	15 milliards \$US
Afrique subsaharienne	3 milliards \$US

Les efforts importants qui ont été fournis n'ont pas permis d'atteindre les objectifs visés, et deux raisons principales peuvent alors être évoquées :

- les formules de cession d'actifs ne semblent pas destinées à un avenir prometteur (exemple du Sénégal) ;
- le fardeau du financement que l'on fait reposer sur l'État dans le schéma d'affermage; les partenaires au développement, en grande majorité, sont peu enclins à mettre des ressources concessionnelles dans les secteurs d'infrastructures considérés comme peu rentables.

Apparaît donc la nécessité d'une révision des orientations des partenaires au développement :

- le soutien temporaire des bailleurs de fonds revêt un aspect critique et pourrait décider du sort de la privatisation, de son succès ou de son échec ;
- sans un engagement clair et net des partenaires au développement à appuyer le partenariat public-privé dans certains secteurs des infrastructures (électricité – eau, en particulier), la probabilité que le privé ne réponde pas à l'appel est élevée.

### **Adaptation du cadre institutionnel et réglementaire**

Dans les secteurs des infrastructures, l'État peut jouer principalement quatre rôles, de manière complémentaire ou distincte :

- la définition des politiques d'orientation ;
- la régulation des activités ;
- la détention du capital ;
- la conduite des opérations.

Lorsque les sociétés étaient à capitaux publics sous contrôle de l'État, les trois premières fonctions avaient tendance à être confondues avec la dernière, attribuée à une société relativement autonome.

Avec l'introduction de la participation du secteur privé dans les secteurs des infrastructures, de la restructuration et de la libéralisation des activités, il s'est avéré nécessaire de distinguer les fonctions de l'État, responsable de la politique, de celles de l'État régulateur, pour protéger les intérêts des investisseurs ainsi que ceux des consommateurs de l'arbitraire étatique, et permettre à chacune des nouvelles institutions de se consacrer à sa tâche de manière claire.

En particulier, l'État doit garantir une concurrence équitable et une bonne exécution des missions de service public par les institutions concernées. Ce sont dans ces questions que se concentrent les principaux enjeux de la régulation des services publics.

C'est ainsi que la fonction de régulation devient autonome.

### **La déréglementation**

Elle est définie comme « une action consistant à supprimer des règles encadrant l'activité économique pour favoriser le développement du marché. Il s'agit aussi de créer une nouvelle réglementation de nature différente de celle qui préexistait et qui pérennise la concurrence ».

La déréglementation comporte deux volets :

- une restructuration du secteur ou de l'industrie, liée à l'ouverture à la concurrence : elle peut consister en la dé-intégration des activités du monopole historique. En général, lorsqu'une seule séparation est opérée, elle concerne toujours la séparation entre l'activité en amont de gestion de l'infrastructure et l'activité en aval de gestion des services ;
- une réforme institutionnelle, visant à modifier les rôles préalablement assumés par l'État, notamment à travers la société nationale.

### **L'agence de régulation**

#### **Statut de l'agence de régulation**

Compte tenu de ses différentes caractéristiques, la régulation soulève plusieurs questions quant à sa situation institutionnelle.

En général, la fonction de réglementation, qui consiste en l'établissement du cadre législatif et réglementaire, est dévolue au pouvoir exécutif et au pouvoir législatif.

La régulation économique des secteurs présentant des caractéristiques de monopole naturel a pour objectif principal de reproduire les conditions du marché, et donc de veiller à ce que les entreprises en situation de monopole ne puissent exploiter cet avantage pour maximiser leurs profits aux dépens des consommateurs.

Par ailleurs, la régulation vise également à préserver les secteurs concernés des interférences politiques afin de gagner la confiance des investisseurs (privés ou publics) et de permettre le financement des investissements à long terme.

Des débats importants sont engagés sur le statut de l'agence chargée de la réglementation :

### Sur l'indépendance ou non de l'agence

Dans beaucoup de pays, notamment dans ceux qui ont adopté le modèle anglo-saxon, les tâches de régulation sont exercées par des régulateurs indépendants, pour isoler les décisions sur des aspects techniques d'une possible interférence politique, et pour concentrer les compétences techniques dans une structure autonome.

Il convient de retenir, cependant, qu'à l'évidence, une indépendance absolue du régulateur est difficilement réalisable.

On peut citer plusieurs exemples où le régulateur « indépendant » est obligé de prendre en compte les prises de position des pouvoirs publics dans certaines de ses décisions.

Mais, il est évident que dans le cas où le régulateur n'est pas indépendant, le risque « régulateur » est élevé, c'est-à-dire que les décisions de régulation sont trop imprévisibles. Étant donné que les réformes s'inscrivent dans la logique d'un attrait des investisseurs, ceux-ci peuvent alors se détourner des secteurs où ils envisageaient d'investir.

La mise en place d'une agence de régulation pour un secteur donné implique nécessairement une redéfinition du rôle de l'État, en séparant clairement les responsabilités de l'État dans la définition des politiques sectorielles (une responsabilité politique, qui doit donc être assurée par les ministères) de celles de la régulation.

Un certain nombre de critères permettent d'apprécier l'indépendance de l'agence de régulation ainsi que la transparence de ses décisions :

- a) les régulateurs doivent jouir, dans l'accomplissement de leurs missions, de l'immunité et de l'autonomie de décision ;
- b) les modalités de leur nomination doivent garantir leur inamovibilité pour une certaine période, sauf en cas de faute grave ;

c) les ressources du régulateur ne doivent pas dépendre du budget de l'État ; cependant, elles doivent pouvoir être auditées ;

d) les lois et règlements doivent garantir la transparence des rôles et des décisions du régulateur à travers des dispositions imposant au régulateur de :

- rendre publiques les modalités de fonctionnement, en particulier le règlement intérieur et les procédures de régulation ;
- rendre publiques ses décisions qui doivent faire l'objet d'un recours juridictionnel, présentées en demande de sursis d'exécution ;
- prendre les décisions de sanction qu'après une mise en demeure ;
- présenter périodiquement un rapport qui rend compte de son activité, de l'exécution de son budget, de l'application des dispositions législatives et réglementaires ;
- retenir le principe fondamental qu'en ce qui concerne les procédures de révision des conditions tarifaires, les opérateurs sont consultés et dûment entendus ; par ailleurs, ils ont la possibilité de contester les propositions de nouvelles conditions tarifaires ;
- s'entendre avec les opérateurs sur un mécanisme d'arbitrage, à consigner dans les cahiers de charges.

La loi doit, par ailleurs, préciser de façon claire les domaines où le régulateur a un rôle de décideur et ceux où il a un rôle consultatif.

En particulier pour ce qui concerne la régulation des tarifs et l'application de sanctions, le régulateur doit avoir une autonomie décisionnelle.

Enfin, la loi doit comporter des dispositions aux termes desquelles la fonction de membre du collège de l'agence est incompatible avec quelque fonction politique que ce soit, avec tout mandat électif ainsi que toute détention directe d'intérêts dans une entreprise du secteur, afin qu'on ne puisse pas disposer de l'autorisation de devenir employé d'une entreprise du secteur dont on a assuré la régulation.

## Quel modèle d'agence de régulation adopter ?

L'opportunité de la mise en place d'une agence monosectorielle ou multisectorielle a fait l'objet de débats dans plusieurs pays.

Le choix d'un modèle requiert l'analyse de ses avantages et inconvénients.

### *Régulation monosectorielle*

#### *Avantages :*

- on tire profit des compétences techniques spécifiques ainsi que d'un professionnalisme spécialisé;
- il y a une cohérence dans le suivi du secteur.

#### *Inconvénients :*

- il existe plusieurs interlocuteurs en ce qui concerne la question des prix et de la qualité du service;
- il existe un double emploi de certaines fonctions qui, au demeurant, sont rares pour des pays en développement (par exemple, économistes et juristes spécialisés en la matière); ceci peut être un facteur de coûts supplémentaires (nécessité d'assistance technique);
- faible envergure des tâches de régulation en raison de l'étroitesse du marché des secteurs concernés;
- risque de capture des régulateurs.

### *Régulation multisectorielle*

#### *Avantages :*

- partage du personnel qualifié souvent rare dans les pays en développement et réduction des coûts (mise en commun de spécialistes en régulation économique, de comptables, de juristes, de spécialistes en gestion de personnel);
- position institutionnelle: elle permet d'augmenter l'indépendance de l'agence par rapport aux différents ministères;
- réduction des risques potentiels liés aux pressions politiques qui pourraient remettre en cause le procédé de régulation;

- différence entre secteurs et coûts de transaction: les différents secteurs ont souvent des rythmes de développement relativement différents et l'état d'avancement du système de régulation varie. Le modèle multisectoriel permet aux secteurs de profiter des avantages et des avancées réalisés dans le domaine de la régulation, notamment par le transfert de leçons ou techniques appropriées des secteurs en avance.

#### *Inconvénients :*

- dilution des compétences techniques: les professionnels peuvent ne pas être suffisamment spécialisés;
- divergence entre les secteurs régulés: héritages administratifs différents, secteurs gérés par des lois différentes, secteur des télécommunications évoluant plus rapidement;
- dans certains cas, transfert de précédents d'un secteur à un autre alors que cela ne se justifie pas ou n'est pas pertinent;
- augmentation de l'enjeu lié au risque de capture: agence forcément plus grosse et plus visible, enjeux liés à l'échec plus importants.

## Structure de l'organe

Pour la structure de l'organe, deux éventualités sont généralement examinées, à savoir l'option d'une commission comprenant plusieurs membres, ou celle d'un régulateur individuel (éventuellement un directeur assisté d'un conseil d'administration).

Un seul régulateur, même s'il prend plus facilement des décisions rapides et tranchées, aura plus de difficulté à faire accepter sa légitimité qu'une commission. De plus, une commission prend mieux en compte la variété des arguments et des intérêts.

Le tableau 9.2 recense les avantages et les inconvénients des structures décisionnelles, selon qu'il s'agit d'un individu ou d'une commission.



**Tableau 9.2**  
**Avantages et inconvénients des structures décisionnelles**

	Individu	Commission
Rapidité décisionnelle	xxx	
Responsabilité des décisions	xxx	
Besoins en ressources humaines	xxx	
Prévisibilité des décisions	xxx	
Degré de vulnérabilité aux préoccupations individuelles		xxx
Degré de vulnérabilité aux influences non appropriées		xxx
Possibilité de refléter plusieurs perspectives		xxx
Possibilité d'échelonner les mandats de chaque membre...		xxx
...pour rehausser la stabilité et l'indépendance		
...vis-à-vis du Gouvernement		

Source: Warwick Smith, «Utility Regulators: Creating Agencies In Reforming and Developing Countries», 1996.

### Objectifs de l'agence de régulation

La régulation économique des secteurs présentant des caractéristiques de monopole naturel a pour objectif principal de reproduire les conditions du marché et donc de limiter la propension des entreprises en situation de monopole à exploiter leur avantage pour maximiser leurs profits aux dépens des consommateurs.

La régulation a aussi comme objectif de garantir la stabilité du secteur par la sauvegarde des intérêts des investisseurs et la protection des consommateurs.

Ces objectifs doivent s'inscrire dans le cadre de la loi et de la réglementation en vigueur en tant que responsabilités premières visant à:

- veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur concerné et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- promouvoir la concurrence dans les segments où les conditions économiques le permettent. Ceci n'implique manifestement pas une incitation à dupliquer des infrastructures ayant un caractère de monopole naturel, la régulation devant très

clairement et judicieusement ouvrir la voie à une distinction de plus en plus fine entre les activités naturellement concurrentielles et les activités en monopole naturel au sein des entreprises en charge des services publics;

- assurer que les opérateurs régulés sont en mesure de s'acquitter de leurs responsabilités légales en demeurant financièrement viables.

La responsabilité d'assurer que les entreprises régulées sont en mesure de s'acquitter de leurs responsabilités et demeurent financièrement viables offre aux investisseurs privés une garantie importante.

### Fonctions

Les fonctions doivent être clairement définies dans le cadre législatif et réglementaire.

L'agence de régulation aura pour fonctions spécifiques:

- de préparer les cahiers de charges correspondant aux obligations de service public;
- d'octroyer des concessions et des licences;
- d'assurer le contrôle du fonctionnement vis-à-vis de l'intérêt général et le respect des normes par les fournisseurs de services (suivi et contrôle des obligations contractuelles);

- de réguler le niveau et la structure des tarifs (dans le cadre de la politique tarifaire définie par le gouvernement, par exemple, en ce qui concerne le prix plafond et le coût du service);
- de jouer un rôle d'arbitre dans les litiges entre opérateurs et usagers;
- de promouvoir le développement de la concurrence, l'équité dans l'accès aux infrastructures et aux réseaux, et surtout d'assurer le contrôle de l'opérateur dominant dans les segments de marché ouverts à la concurrence.

## Pouvoirs

Le rôle important dévolu aux ministères de tutelle, soit celui de concevoir la politique générale, de rédiger et de mettre à jour les lois et textes réglementaires, d'octroyer les titres pour l'exercice des activités et de définir les principes de tarification, conduit généralement à conférer aux agences de régulation des attributions consultatives.

Les pouvoirs spécifiques de l'agence de régulation lui permettent d'assumer les responsabilités qui lui sont attribuées. Ils comprennent :

- les modifications d'ordre général au cahier de charges, sous certaines contraintes;
- un pouvoir de sanction des manquements des entreprises régulées de chaque secteur;
- un pouvoir d'enquête, qui permet à l'agence de procéder aux expertises, de mener les études, de recueillir les données et de mener toute action d'information sur les secteurs qu'elle régule;
- l'application des sanctions ou des pénalités afin de faire respecter les conditions;
- la sélection des producteurs indépendants dans le cas du secteur de l'électricité.

## La régulation des tarifs

La régulation des tarifs a trois buts. Le premier est la viabilité et la durabilité de l'entreprise réglementée, qui doit pouvoir financer son activité et tous les investissements nécessaires pour la poursuite de celle-ci.

L'objectif de durabilité demande que les actionnaires bénéficient d'une rentabilité pas « trop faible » et assurant la rémunération nécessaire pour la poursuite des investissements dans le service public.

Le deuxième but est l'équité. L'équité veut que la rentabilité ne soit pas « trop élevée », c'est-à-dire supérieure à la rémunération que les actionnaires obtiendraient d'autres investissements ayant un degré de risque similaire. L'équité veut également que les usagers ne paient pas trop cher les services qui leur sont assurés (aucune catégorie d'usagers ne doit supporter une charge disproportionnée par rapport à ce qu'elle coûte au service public).

Finalement, le troisième but est l'efficacité qui comporte deux aspects, à savoir l'efficacité attributive, qui veut que les biens soient impartis à ceux qui en tireront le plus grand avantage, et l'efficacité productive, qui veut que les biens et services soient produits de la façon la moins chère possible, c'est-à-dire en utilisant un minimum de ressources.

Il faut noter que l'efficacité productive demande généralement que l'entreprise de service public recherche des améliorations de productivité, qu'elle risque de n'effectuer que si elle est suffisamment incitée pour trouver que l'effort en vaut la peine.

Dans une économie de marché, l'incitation normale est constituée par la perspective de bénéfice, ce qui veut dire que les prix doivent être supérieurs aux coûts. L'incitation à l'efficacité productive apparaît ainsi en conflit avec les autres objectifs.

### *Principales méthodes de régulation tarifaire*

En matière de régulation tarifaire, les deux procédures les plus usitées sont :

- la régulation par le taux de rentabilité du capital (*rate of return* ou ROR);
- la méthode du prix plafond (*price cap*).

### *Régulation des prix par le taux de rendement*

Dans cette méthode, l'entreprise réglementée est autorisée à adopter des tarifs lui permettant de couvrir ses charges d'exploitation et lui assurant une

rentabilité équitable de son investissement. Lorsque les tarifs ne lui permettent plus de couvrir ses frais, elle peut demander leur modification. Ce type de réglementation semble garantir à l'entreprise la couverture de ses charges et le maintien du coût du capital à un niveau relativement bas, mais elle n'incite pas suffisamment l'entreprise à réduire ses dépenses.

Étant donné que l'entreprise est assurée d'une rente indexée sur ses coûts en capital, la régulation ROR comporte le défaut de ne pas inciter aux efforts de gestion. De plus, elle pousse l'entreprise à biaiser l'allocation de ses coûts de production en faveur du capital et à construire un réseau en surcapacité ou en avance technologique par rapport à la demande.

La procédure générale est la suivante:

1. Fixer un prix initial par rapport aux coûts de l'entreprise;
2. Surveiller la rentabilité de l'entreprise dans le temps;
3. Ajuster les tarifs lorsque la rentabilité diverge du coût du capital fixé par le régulateur.

#### *Régulation par prix plafond (price cap)*

La méthode de réglementation dite «IPD – X» a formalisé le retard réglementaire, pour inciter des entreprises à accroître leur productivité pendant les périodes séparant les révisions de la réglementation. L'idée est la suivante: l'entreprise doit faire en sorte que l'évolution d'un panier pondéré de ses prix de vente reste en deçà de celle d'un indice de prix donné moins X pour cent, de sorte que les tarifs de l'entreprise doivent baisser de X pour cent par an dans la réalité. À l'origine, l'indice des prix à la consommation choisi au Royaume-Uni a été «l'indice des prix de détail» (IPD), d'où l'appellation de cette méthode.

Au moment où l'entreprise est privatisée, il faut fixer X, qui permet de transférer aux consommateurs les gains de productivité attendus. Si l'entreprise pense que la réglementation de ses tarifs ne sera pas modifiée dans l'avenir, ses prix sont indépendants d'elle et elle est fortement incitée à réduire ses charges.

La méthode du *price cap* est théoriquement incitative. Cette propriété repose cependant sur la crédibilité du régulateur, qui devrait idéalement pouvoir s'engager au départ à ne pas réviser unilatéralement le contrat avant son terme, c'est-à-dire à ne pas resserrer le plafonnement des prix au fur et à mesure que l'entreprise réalise des gains de productivité.

Par ailleurs, au contraire du *cost plus* (cf. ci-après), le *price cap* semble n'exiger aucune information préalable sur les coûts. Mais, dans les faits, une telle information s'avère nécessaire afin de calibrer le niveau du plafonnement, au moment de la négociation initiale du contrat, puis à l'échéance de celui-ci: les tarifs doivent être fixés à un niveau permettant à l'entreprise d'engranger des bénéfices raisonnables. Un contrat dans lequel les clauses contractuelles relatives à la garantie des rendements escomptés sont tacites peut menacer la viabilité financière de l'entreprise, alors qu'un contrat dont les clauses de l'équilibre financier sont expresses permet à l'entreprise d'espérer un taux de rendement équitable sur ses investissements.

Enfin, des clauses de qualité du service doivent être stipulées, de manière à ce que l'effort de productivité exigé par le *price cap* ne s'effectue pas au détriment de cette qualité du service.

La procédure générale est la suivante:

1. Fixer un prix initial par rapport aux coûts de l'entreprise;
2. Déterminer les objectifs d'efficacité et d'investissement permettant une projection des coûts futurs;
3. Déterminer le prix maximum pour une période donnée;
4. Réviser le plafond de prix à la fin de la période donnée.

#### *Autres aspects de la régulation des infrastructures*

Généralement, diverses obligations s'imposent aux opérateurs, notamment sur la qualité du service, sur les normes et sur la communication d'information devant permettre au régulateur de mieux procéder

au suivi des activités et de mieux voir au respect des obligations convenues dans les documents contractuels, notamment les cahiers de charges, les licences ou les contrats de concession.

## Relations entre Agence de régulation et Opérateurs

### *Le contrôle des subventions entre segments captifs et non captifs*

La réglementation des activités en monopole doit faire face à un problème que l'on rencontre dans plusieurs pays, à savoir le contrôle des subventions entre segments captifs et non captifs.

Du fait de l'introduction de la concurrence, le régulateur acquiert une grande responsabilité dans le contrôle des possibilités de transferts de coûts sur les tarifs des clients captifs.

La mesure préconisée en la matière est la séparation comptable des activités, afin d'éviter ces reports.

Dans le secteur de l'électricité, par exemple, si l'opérateur historique reste intégré verticalement, il doit tenir une comptabilité séparée entre production, transport et distribution et vente au détail.

### *L'asymétrie d'informations*

Dans la régulation d'une entreprise assurant le monopole d'un service public ou d'un opérateur historique, il y a la présence d'une double asymétrie d'informations entre l'opérateur et l'agence de régulation :

- les technologies disponibles et leurs caractéristiques de coûts sont imparfaitement connues du régulateur;
- l'effort de gestion consenti par l'entreprise ne peut être directement observé par le régulateur. Pour une même performance constatée *a posteriori*, le régulateur est incapable de distinguer si elle est due à un mauvais opérateur ayant accompli un effort important ou à un bon n'ayant fourni qu'un effort modéré.

Par conséquent, l'opérateur peut utiliser les deux types d'asymétrie d'informations d'une manière conjugée, en camouflant une bonne capacité intrinsèque derrière un comportement relâché.

L'objectif de la régulation consiste à concevoir un contrat qui, tout à la fois, doit amener l'opérateur à révéler des informations sur ses caractéristiques, et aussi à l'inciter à faire le plus d'efforts possible.

## Relations entre Agence de régulation et Public

L'agence de régulation devant veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits en ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique, elle doit aussi pouvoir mettre en place tout dispositif approprié permettant de recueillir de l'information sur tous les aspects du fonctionnement du secteur, ainsi que sur les droits et obligations des consommateurs.

À cet effet, l'agence doit définir et publier les procédures qu'elle applique pour recevoir et traiter les plaintes des consommateurs, en vue d'un règlement à l'amiable ou de mener des enquêtes en arbitrage.

Également, en vue de bien informer les parties prenantes, l'agence doit :

- a) publier au moins annuellement un rapport rendant compte de ses activités, en particulier de l'application des lois et règlements en vigueur ;
- b) rendre publics de façon systématique ses décisions, avis et recommandations.



# L'Agence de régulation et son environnement réglementaire et juridique: la réforme réglementaire telle que vécue au Québec

André TURMEL, B. Sc., LL. M.

Associé principal

Groupe Environnement, énergie et ressources naturelles

Fasken, Martineau, DuMoulin s.r.l.

Montréal, Québec, Canada

## Introduction<sup>1</sup>

Même si elle peut varier selon les États et les continents, selon que les pays soient économiquement avancés, en émergence ou en développement, selon le type de juridiction ou de culture juridique, la création ou le renforcement d'agences de régulation dans le secteur de l'énergie est un fait maintenant incontournable. Certes, les formes et les types d'agences de régulation pourront être à géométrie variable. Mais les fondements juridiques de la régulation demeurent les mêmes.

Afin de bien saisir le cadre réglementaire et juridique dans lequel évolue l'agence de régulation au sein de l'environnement géographique qu'elle réglemente, il est utile de comprendre les grandes structures de pouvoir propres à chaque État. On constate qu'il faut parfois consulter les textes constitutionnels pour comprendre la mécanique des rapports existant entre l'État et l'agence de régulation. C'est à tout le moins le cas dans un État fédératif comme le Canada.

## Loi organique et régimes juridiques

### Partage des compétences constitutionnelles

#### *Au Canada*

Au Canada, la *Loi constitutionnelle de 1867*<sup>2</sup> (la Constitution) prévoit le partage des compétences entre l'État fédéral et les provinces<sup>3</sup>. Généralement reconnues comme relevant de l'autorité des provinces<sup>4</sup>, toutes les questions reliées à l'énergie électrique au Canada ne seront du ressort de l'autorité fédérale qu'en matière de construction et d'exploitation des lignes internationales, de transport de l'électricité et, évidemment, d'exportation d'électricité. Ce sont en effet les provinces qui régissent l'administration, l'exploitation et la production de leurs ressources naturelles.

Le principe sous-jacent à ce choix résulte du fait que les pères de la Constitution ont laissé aux provinces la propriété des ressources naturelles sur leur territoire<sup>5</sup>.

1. Le présent texte a été préparé dans le cadre d'une séance de formation de trois heures. Il s'agit ici d'un texte souhaitant présenter, à grands traits, certains volets de la régulation de l'électricité au Canada. Le présent texte est donc forcément superficiel et n'a aucune prétention scientifique. Il a comme objectif de donner quelques pistes de réflexion au lecteur.

2. *Loi constitutionnelle de 1867*, (R.V.) 30 et 31 Vict., c.3 (telle que modifiée par la Loi de 1982 sur le Canada, 1982, c. 11 (R.-U.).

3. Voir à cet effet les articles 91, 92, 92 (A) et 109 de la *Loi constitutionnelle de 1867*.

4. Articles 92(5), 92(13) et 92(16) de la *Loi constitutionnelle de 1867*.

5. Voir à cet effet l'article 109 de la *Loi constitutionnelle de 1867*. Voir aussi Brun et Tremblay, *Droit constitutionnel*, Montréal, Éditions Yvon Blais inc., 3<sup>e</sup> édition, 1997, p. 521.



Toutefois, puisque la production, le transport et la distribution de l'électricité étaient, il faut bien le constater, peu développés au moment de l'adoption, au siècle dernier, de la Constitution canadienne, celle-ci a été modernisée en 1982 pour clarifier quelque peu le tout.

L'article 92 (A) est venu s'ajouter, en 1982<sup>6</sup>, à l'article 92 de la Constitution, pour prévoir des dispositions concernant les ressources naturelles non renouvelables, les ressources forestières et l'énergie électrique.

«92A.

*Compétence provinciale*

- (1) La législature de chaque province a compétence exclusive pour légiférer dans les domaines suivants:
  - a) prospection des ressources naturelles non renouvelables de la province;
  - b) exploitation, conservation et gestion des ressources naturelles non renouvelables et des ressources forestières de la province, y compris leur rythme de production primaire;
  - c) aménagement, conservation et gestion des emplacements et des installations de la province destinés à la production d'énergie électrique.

*Exportation hors des provinces*

- (2) La législature de chaque province a compétence pour légiférer en ce qui concerne l'exportation, hors de la province, à destination d'une autre partie du Canada, de la production primaire tirée des ressources naturelles non renouvelables et des ressources forestières de la province, ainsi que de la production d'énergie électrique de la province, sous réserve de ne pas adopter de loi autorisant ou prévoyant des disparités de prix ou des disparités dans les exportations destinées à une autre partie du Canada.

*Pouvoir du Parlement*

- (3) Le paragraphe (2) ne porte pas atteinte au pouvoir du Parlement de légiférer dans les domaines visés à ce paragraphe, les dispositions d'une loi du Parlement adoptée dans ces domaines l'emportant sur les dispositions incompatibles d'une loi provinciale.

*Taxation des ressources*

- (4) La législature de chaque province a compétence pour prélever des sommes d'argent par tout mode ou système de taxation:
  - a) des ressources naturelles non renouvelables et des ressources forestières de la province, ainsi que de la production primaire qui en est tirée;
  - b) des emplacements et des installations de la province destinés à la production d'énergie électrique, ainsi que de cette production même.Cette compétence peut s'exercer indépendamment du fait que la production en cause soit, ou non, en totalité ou en partie, exportée hors de la province, mais les lois adoptées dans ces domaines ne peuvent autoriser ou prévoir une taxation qui établisse une distinction entre la production exportée à destination d'une autre partie du Canada et la production non exportée hors de la province.

*«Production primaire»*

- (5) L'expression «production primaire» a le sens qui lui est donné dans la sixième annexe.

*Pouvoirs ou droits existants*

- (6) Les paragraphes (1) à (5) ne portent pas atteinte aux pouvoirs ou droits détenus par la législature ou le gouvernement d'une province lors de l'entrée en vigueur du présent article.»

Ainsi, les questions reliées directement à l'énergie électrique trouvèrent assez d'importance aux yeux des rédacteurs de la Constitution canadienne pour que ceux-ci leur réservent une place particulière dans le texte fondateur de l'État.

Même si la Constitution canadienne prévoit généralement que le commerce des ressources naturelles est une compétence partagée entre le fédéral et les provinces, l'article 92 (A) de la *Loi constitutionnelle de 1867* démontre bien l'ampleur des pouvoirs des provinces canadiennes en matière d'énergie électrique<sup>7</sup>.

Même si ce sont les provinces au Canada qui ont juridiction exclusive à l'égard de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, les transactions de nature internationale relèvent du

6. Loi de 1982 sur le Canada (1982), c.11 (R.-V.).

7. *Supra*, note 4.

fédéral. Lorsque ces dernières transactions interviennent, l'organisme fédéral de réglementation de l'énergie, l'Office national de l'énergie (ONE), jouera un rôle, notamment en ce qui a trait à l'attribution de permis d'exportation d'électricité aux États-Unis.

L'ONE a notamment comme compétence la construction et l'exploitation des lignes internationales d'électricité, de même que les exportations d'électricité.

Par exemple, la partie III.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*<sup>8</sup> prévoit dans ses articles 58.1 et les suivants:

**«Partie III.1 Construction et exploitation de lignes de transport d'électricité.**

*Lignes internationales – interdiction*

**58.1** Il est interdit de construire ou d'exploiter une ligne internationale sans un permis ou un certificat, respectivement délivré en application des articles 58.11 ou 58.16, ou en contravention avec l'un ou l'autre de ces titres.

1990, ch. 7, art. 23.

[...]

*Critères*

[...]

**58.14** (2) Pour déterminer s'il y a lieu d'effectuer une recommandation, l'Office tente d'éviter le dédoublement des mesures prises au sujet d'une ligne internationale par le demandeur et le gouvernement des provinces que la ligne franchira et tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents et notamment:

- a) des conséquences de la ligne internationale sur les provinces qu'elle ne franchit pas;
- b) des conséquences de la construction ou de l'exploitation de la ligne sur l'environnement;
- c) de tout autre facteur qui peut être prévu par règlement.

1990, ch. 7, art. 23.»

Une récente ordonnance rendue par l'ONE illustre bien l'application de l'article 58.14<sup>9</sup>. Cette

décision fit suite à une demande concernant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité par Hydro-Manitoba. L'ONE décida de ne pas faire de recommandation au ministre en vertu de l'article 58.14 (1) dans le but de suspendre la délivrance du permis. Dans cette affaire, l'ONE statua premièrement que la construction de la ligne internationale n'aurait vraisemblablement pas de conséquence sur les provinces avoisinantes, étant donné qu'aucune amélioration au réseau d'interconnexion provincial ne s'avérait nécessaire à la suite de la construction de la ligne internationale. Deuxièmement, l'ONE décida que la construction ne représentait aucun danger pour l'environnement. L'évaluation du danger reposa principalement sur un rapport d'examen environnemental.

La *Loi sur l'ONE* prévoit d'ailleurs que l'autorité régulatrice d'une province peut être le gouvernement provincial ou un organisme administratif<sup>10</sup>. De plus, l'organisme fédéral prévoit que:

*«Application des lois provinciales*

**58.2** Toute loi provinciale concernant les lignes intraprovinciales de transport d'électricité s'applique aux sections intraprovinciales des lignes internationales.

1990, ch. 7, art. 23.

*Attributions de l'autorité régulatrice*

**58.21** L'autorité régulatrice provinciale exerce, à l'égard des sections intraprovinciales des lignes internationales, les attributions qu'elle a au titre de toute loi provinciale concernant les lignes intraprovinciales, y compris en matière de rejet de toute affaire assujettie à son agrément, même si le rejet entraîne l'impossibilité de construire ou d'exploiter la ligne.

1990, ch. 7, art. 23

*Préséance*

**58.22** Les conditions des permis et des certificats et les lois fédérales d'intérêt général l'emportent sur toute loi provinciale bénéficiant de l'extension d'application prévue aux articles 58.2 ou 58.21.

1990, ch. 7, art. 23.»

8. *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C., ch. N-7.

9. Office national de l'énergie, dossier 2200-M020-4, 6 mars 2002.

10. Article 58.17.

Enfin, en ce qui a trait à la question des exportations, la section II de la partie VI de la *Loi sur l'ONE* prévoit dans ses articles 119.02 et les suivants qu'il est interdit d'exporter de l'électricité sans un permis (ou licence) délivré par l'organisme fédéral. Toutefois, rien n'empêche les provinces d'importer.

Afin d'obtenir une telle licence, l'exportateur doit rendre son projet conforme à certaines exigences. En effet, l'ONE peut tenir compte de tout facteur qui lui semble pertinent<sup>11</sup> dans l'évaluation de la demande de licence d'exportation. Dans l'arrêt *Québec (P.G.) c. Canada (O.N.É.)*<sup>12</sup>, la Cour suprême du Canada fut appelée à évaluer la conformité d'une décision de l'ONE concernant une demande de licence formulée par Hydro-Québec.

La demande en question portait sur l'obtention d'une licence pour l'exportation d'électricité vers le marché américain, plus particulièrement vers les États de New York et du Vermont. Cette demande faisait suite à la conclusion de deux ententes avec des sociétés d'électricité américaines pour l'exportation d'une quantité totale de 1 450 MW d'électricité.

L'ONE avait tenu compte notamment de la récupération des coûts et du niveau concurrentiel des prix fixés par Hydro-Québec. Il évalua de plus les incidences du projet d'exportation sur le plan environnemental et assujettit la licence à certaines conditions. La Cour décida dans cette affaire que les critères d'évaluation retenus par l'ONE s'avéraient utiles pour rendre une décision éclairée.

À ce portrait fort sommaire du partage des compétences et des questions reliées à l'énergie électrique au Canada, le lecteur pourra obtenir de l'information additionnelle sur différents sites Internet, dont plusieurs sont en français<sup>13</sup>.

11. *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C., ch. N-7., art. 119.08 (2).

12. *Québec (P.G.) c. Canada (O.N.É.)* [1994] 1 S.C.R.

13. Pour le Québec, sites de la Régie de l'énergie ([www.regie-energie.qc.ca](http://www.regie-energie.qc.ca)), d'Hydro-Québec ([www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)), de la Société en commandite Gaz Métro ([www.gaz.metro.com](http://www.gaz.metro.com)).

– Pour le Canada, sites de l'Office national de l'énergie ([www.neb.qc.ca](http://www.neb.qc.ca)), de la Commission de l'énergie de

### Aux États-Unis

Il est intéressant de noter qu'aux États-Unis, même si les principes peuvent différer, le commerce inter-État d'électricité de gros est sous juridiction fédérale. Ainsi, la vente et le transport d'électricité en gros sont assujettis aux tarifs fixés par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)<sup>14</sup>.

La production et la distribution au détail de l'électricité, de même que le transport intra-État, sont assujettis au *state utility board* de chacun des États de l'union. Certains équipements de production sont cependant sous juridiction fédérale comme, par exemple, la *Tennessee Valley Authority* qui est réglementée directement par le gouvernement américain, soit le *Department of Energy* (DOE).

D'ailleurs, l'ouverture des réseaux de transport de l'électricité, amorcée au début des années 1990 par la FERC, suscite beaucoup de turbulence aux États-Unis, tout comme la déréglementation de la distribution au détail de l'électricité qui, elle, se fait au rythme des décisions de chaque *state utility board*. Des États comme la Pennsylvanie, New York et la Californie ont assumé un certain leadership en ce domaine<sup>15</sup>. Il faut toutefois noter que cette déréglementation peut connaître de sérieux ratés. En

l'Ontario ([www.oeb.gov.on.ca](http://www.oeb.gov.on.ca)), de la *British Columbia Utility Commission* ([www.bcuc.com](http://www.bcuc.com)) et de l'Alberta ([www.eub.gov.ab.ca](http://www.eub.gov.ab.ca)). Voir aussi les sites de l'Association canadienne de l'électricité ([www.canelect.ca](http://www.canelect.ca)) et celui de l'Association canadienne du gaz ([www.cga.ca](http://www.cga.ca)).

– Pour le Mexique ([www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)).

– Pour l'Europe ([www.europa.eu.int/en/comm/dg17](http://www.europa.eu.int/en/comm/dg17)), la France ([www.industrie.gouv.fr](http://www.industrie.gouv.fr)) et l'Angleterre ([www.ofgas.gov.uk](http://www.ofgas.gov.uk)).

– Enfin, pour la Francophonie, le site de l'Institut de l'Énergie et de l'Environnement de la Francophonie ([www.iepf.org](http://www.iepf.org)).

14. C'est le *Federal Power Act* (FPA) de 1935 qui donne son assise et ses compétences à la FERC. Voir aussi le *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* (PURPA) et le *Energy Policy Act*.

15. Pour les États-Unis, voir notamment le site de la *Federal Energy Regulatory Commission* ([www.ferc.fed.us](http://www.ferc.fed.us)), New York ([www.dps.state.ny.us](http://www.dps.state.ny.us)), Californie ([www.cpuc.ca.gov](http://www.cpuc.ca.gov)) Pennsylvanie ([www.puc.paonline.com](http://www.puc.paonline.com)), *Power Marketers Association* ([www.powermarketers.com](http://www.powermarketers.com)) et le *Center for the advancement of Energy Markets* ([www.caem.org](http://www.caem.org)).

Californie, par exemple, l'État et le gouvernement fédéral ont dû prévoir des décrets d'exception ordonnant aux compagnies productrices d'électricité de fournir en énergie cet État<sup>16</sup>.

Afin d'assurer un accès fiable aux ressources énergétiques et d'améliorer l'efficacité du marché américain de l'énergie, la FERC a proposé en 2002, à travers divers documents publics, une série de mesures visant à rectifier la situation. La FERC propose premièrement un amendement à sa réglementation dans le but d'uniformiser la procédure et les accords de ralliement entre les différents producteurs et transporteurs d'électricité. Ces modifications devraient permettre un développement des infrastructures, limiter la possibilité pour les transporteurs de favoriser leur propre production ainsi que faciliter la venue de nouveaux compétiteurs<sup>17</sup>.

Deuxièmement, la FERC propose de rendre obligatoires la création d'organisations régionales de transport (RTO) ainsi que l'adhésion des différents participants à ces organisations. Ces organismes seraient responsables de la mise en application du *Network Access Service*, un service de transport flexible appliquant des règles uniques à chaque intervenant. Les RTO fonctionneraient donc selon des normes transparentes relativement à la vente et le transport d'énergie de gros<sup>18</sup>.

## Le cas du Québec en matière de régulation de l'électricité

La régulation de l'électricité au Québec traverse une profonde période de changement, amorcée en 1996 par l'adoption de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Jusqu'à cette période, c'est le gouvernement du Québec qui réglementait l'énergie électrique, soit par la loi, les règlements ou par des décrets. Voulant rejoindre le reste de l'Amérique du Nord sur la question, le gouvernement a, au milieu des années 1990, amorcé un profond remaniement de diverses questions en matière d'énergie en général et de l'énergie électrique en particulier.

Peu après les échanges et le rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie et la politique gouvernementale en cette matière, adoptée par le gouvernement du Québec en 1996, l'Assemblée nationale a adopté, à l'automne 1996, la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le passage suivant de la politique illustre la volonté du gouvernement de confier à un organisme indépendant la réglementation de l'électricité:

«Ainsi, les compagnies possédant ces réseaux sont placées dans une situation de “monopole naturel” vis-à-vis des consommateurs: n'étant pas soumises à la concurrence pour approvisionner les utilisateurs qui sont branchés au réseau, elles peuvent imposer aux consommateurs des tarifs injustifiés. Les pouvoirs publics doivent donc intervenir, afin de protéger [les consommateurs] et [d']établir l'équilibre nécessaire au bon fonctionnement des marchés.

Aux États-Unis comme au Canada, pour régler ce problème, la formule retenue est celle des régies. Les régies sont des organismes quasi judiciaires dont la raison d'être est d'assurer un arbitrage entre les consommateurs et les entreprises de distribution, en utilisant à cette fin des règles directement inspirées des tribunaux.

Les régies bénéficient ainsi d'une indépendance qui garantit leur crédibilité vis-à-vis des différents intervenants engagés. Elles font appel aux approches judiciaires pour s'assurer d'un examen rigoureux des questions qui leur sont confiées. L'analyse en audiences publiques des demandes de modification tarifaire permet la participation du public et l'intervention, dans les discussions, de toutes les parties intéressées. En y ayant recours, le gouvernement permet ainsi aux Québécois de faire partie intégrante de ce processus démocratique, et à toutes les parties intéressées de présenter leur point de vue<sup>19</sup>.»

16. Décret du 14 décembre 2000: *Order Pursuant to section 202 (c) of the Federal Power Act*, Bill Richardson, Secretary. Le décret a été renouvelé à plusieurs reprises, à la fin décembre 2000 et en 2001, et il a été renouvelé à l'arrivée de la nouvelle administration Bush, le 23 janvier 2001. Voir le portail du Department of Energy: [www.energy.gov](http://www.energy.gov).

17. *Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures: Notice of Proposed Rulemaking*, April 24, 2002, [Docket No. RM02-1-000]

18. *Notice of Proposed Rulemaking* [Docket No. RM01-12-000].

19. *L'énergie au service du Québec – une perspective de développement durable*, 1996, «Politique énergétique», p.19.

En 2000, moins de quatre ans après son adoption, le gouvernement faisait, par le biais de l'Assemblée nationale, des modifications majeures à la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Les articles suivants constituent la cheville ouvrière de la Loi, et s'inscrivent dans l'esprit de la politique énergétique du Québec:

«1. La présente loi s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution d'électricité ainsi qu'à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasinage du gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur.

Elle s'applique également à toute autre matière énergétique dans la mesure où elle le prévoit.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 1; L.Q. 2000, c. 22, a. 1.*

[...]

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 5; L.Q. 2000, c. 22, a. 4.*

[...]

25. La Régie doit tenir une audience publique:

- 1° lorsqu'elle procède à l'étude d'une demande faite en vertu des articles 48, 65, 78 et 80;
- 2° lorsqu'elle détermine les éléments compris dans les coûts d'exploitation et fixe un montant en application de l'article 59;
- 3° lorsque le ministre le requiert sur toute question en matière énergétique.

La Régie peut convoquer une audience publique sur toute question qui relève de sa compétence.

*1996, c. 61, a. 25.*

[...]

31. La Régie a compétence exclusive pour:

- 1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;
- 2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de

s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;

- 2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

[...]

4° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité par le transporteur d'électricité, de distribution d'électricité par le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux ou privés d'électricité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables;

- 4.1° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel par un distributeur de gaz naturel et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables;

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.

[...]

Elle a la même compétence pour décider d'une demande soumise en vertu de l'article 30 de la Loi sur Hydro-Québec, du paragraphe 3° de l'article 12 et des articles 13 et 16 de la Loi sur les systèmes municipaux et privés d'électricité, et des articles 2 et 10 de la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 31; L.Q. 2000, c. 22, a. 6.*

[...]

32. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée:

- 1° déterminer le taux de rendement du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel;
- 2° déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité ou au distributeur d'électricité ou à un distributeur de gaz naturel;
- 3° énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe;



3.1° déterminer, pour le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et chaque distributeur de gaz naturel, les méthodes comptables et financières qui leur sont applicables.

[...]

*L.Q. 1996, c. 61, a. 32; L.Q. 2000, c. 22, a. 7.*

[...]

**36.** La Régie peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel de payer tout ou partie des dépenses relatives aux questions qui lui sont soumises et à l'exécution de ses décisions ou ordonnances.

Elle peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel de verser, tout ou partie des frais, y compris des frais d'experts, aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

Lorsque l'intérêt public le justifie, la Régie peut payer de tels frais à des groupes de personnes réunis pour participer aux audiences publiques.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 36; 2000, c. 22, a. 8; 2001, c. 16, a. 2.*

[...]

**40.** Les décisions rendues par la Régie sont sans appel.

*1996, c. 61, a. 40.*

[...]

**49.** Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

- 1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;
- 2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 49; L.Q. 2000, c. 22, a. 11.*

[...]

**52.1** Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article.

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.



La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Le quatrième alinéa ne s'applique pas lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transition pour un consommateur qui passe à une autre catégorie de consommateurs.

*L.Q. 2000, c. 22, a. 15.*

**52.2** Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1<sup>o</sup> du premier alinéa de l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation, soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs, en considérant que:

1<sup>o</sup> le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement;

2<sup>o</sup> le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 cents le kilowattheure et correspond:

- i. pour l'année 2000, à celui prévu à l'annexe I;
- ii. pour les années subséquentes jusqu'à ce que le volume de consommation patrimoniale atteigne 165 térawattheures, à celui déterminé par la Régie sur proposition du distributeur d'électricité en se basant sur l'annexe I, sur l'évolution des catégories

tarifaires et sur les caractéristiques de consommation mentionnées au premier alinéa;

- iii. pour les années suivantes, à celui fixé par le gouvernement.

Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1.

Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs ne peut être modifié que dans les conditions prévues à l'article 24.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre II-5). Le cas échéant, le coût de fourniture d'électricité patrimoniale ainsi modifié est celui que doit par la suite utiliser la Régie dans l'application du présent article.

*L.Q. 2000, c. 22, a. 15.*

[...]

**60.** Un droit exclusif de distribution d'électricité confère à son titulaire, sur le territoire où il porte et à l'exclusion de quiconque, le droit d'exploiter un réseau de distribution d'électricité.

Ce droit n'empêche pas quiconque de produire et de distribuer sur son réseau l'électricité qu'il consomme ou de distribuer l'électricité produite à partir de biomasse forestière à un consommateur sur un emplacement adjacent au site de production.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 60; L.Q. 2000, c. 22, a. 19.*

[...]

**61.** Nul ne peut exploiter un réseau de distribution d'électricité sur le territoire d'un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité.

*1996, c. 61, a. 61.*

[...]

**62.** Le distributeur d'électricité est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou privés d'électricité et par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, le 13 mai 1997.

Les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont également titulaires d'un droit exclusif de distribution

d'électricité sur le territoire desservi à cette date par leur réseau de distribution.

Malgré les articles 60 et 61, les titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité peuvent convenir des modalités de desserte d'un client dans l'un ou l'autre de leurs territoires respectifs.

La présente loi n'empêche pas un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité de continuer à exploiter ses installations destinées à la distribution d'électricité situées le 13 mai 1997 dans un territoire desservi à cette date par un autre titulaire de droit exclusif de distribution d'électricité.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 62; L.Q. 2000, c. 22, a. 20.*

[...]

**72.** Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 72; L.Q. 2000, c. 22, a. 23.*

[...]

**73.** Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

- 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;
- 2° étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;
- 3° cesser ou interrompre leurs opérations;
- 4° effectuer une restructuration de leurs activités ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la présente loi.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et

environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

- 1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;
- 2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 73; L.Q. 2000, c. 22, a. 24.*

[...]

**94.** Dans les 30 jours de la date où la décision a été transmise par le transporteur d'électricité ou le distributeur ou est réputée avoir été transmise, le plaignant peut demander à la Régie d'examiner sa plainte, s'il est en désaccord avec la décision rendue par le transporteur d'électricité ou le distributeur.

La Régie peut toutefois procéder à l'examen d'une plainte soumise après l'expiration du délai prévu au premier alinéa si le plaignant n'a pu, pour des motifs sérieux et légitimes, agir plus tôt et qu'il n'en résulte aucun préjudice grave pour le transporteur d'électricité ou le distributeur.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 94; L.Q. 2000, c. 22, a. 38.*

[...]

**102.** Tout distributeur doit payer à la Régie une redevance annuelle dont le taux et les modalités de paiement sont prévus par règlement du gouvernement.

Le présent article s'applique à Hydro-Québec malgré l'article 16 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., chapitre H-5).

*L.Q. 1996, c. 61, a. 102.*

[...]

**110.** Le ministre peut donner à la Régie des directives sur l'orientation et les objectifs généraux à poursuivre.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 110.*

[...]

**114.** La Régie peut déterminer par règlement:

- 1° des normes relatives aux opérations du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel ainsi qu'aux exigences techniques qu'il doit respecter;

2° des normes relatives au maintien d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel;

[...]

5° les documents requis pour procéder à l'étude d'une demande;

6° les conditions et les cas où une activité visée à l'article 73 requiert une autorisation;

7° la forme, la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement;

8° les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert son approbation.

Les normes, documents, conditions et cas ainsi que la forme, teneur et périodicité visés aux paragraphes 1°, 2°, 5°, 6° et 7° peuvent notamment varier selon le transporteur d'électricité, les distributeurs ou catégories de distributeurs. Le règlement peut aussi exclure le transporteur d'électricité, un distributeur ou une catégorie de distributeurs.

*L.Q. 1996, c. 61, a. 114; L.Q. 2000, c. 22, a. 51.*

[...]

#### ANNEXE I:

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs

Catégories	Coûts de fourniture
Tarifs D et DM	3,24 ¢/kWh
Tarif DH	3,13 ¢/kWh
Tarifs G et à forfait	2,95 ¢/kWh
Tarif G-9	2,80 ¢/kWh
Tarif M	2,72 ¢/kWh
Tarif L	2,47 ¢/kWh
Tarif DT	2,67 ¢/kWh
Tarifs éclairage public et sentinelle	2,63 ¢/kWh

*L.Q. 2000, c. 22, a. 57.*<sup>20</sup>

De manière générale, les pouvoirs de la Loi en ce qui a trait à la régulation de l'énergie électrique reprenaient jusqu'à l'an 2000 ce qui se fait dans le reste du continent nord-américain et ce qui se faisait au Québec depuis plusieurs décennies à l'égard de la réglementation du gaz naturel<sup>21</sup>. Le retrait de la

juridiction de la Régie de l'énergie sur la production électrique en 2000 est venu changer la donne.

Il faut assurément noter les aspects les plus originaux, soit l'article 5 et la référence au développement durable ainsi que le mécanisme de traitement des plaintes des consommateurs (articles 86 à 101).

#### ***Production d'électricité: énergie patrimoniale et approvisionnement***

L'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* fixe à 165 TWh la consommation patrimoniale d'électricité. Ce bloc d'électricité est réservé au marché québécois et Hydro-Québec Distribution doit assurer elle-même son approvisionnement futur au-delà de cette énergie patrimoniale.

À la suite de la déréglementation du marché de la production d'électricité au Québec, il est devenu primordial d'implanter un processus efficace de gestion des appels d'offres. Ce dernier représente la deuxième étape de trois du processus québécois d'approvisionnement en électricité. Il fait suite à l'adoption d'un plan d'approvisionnement et précède la mise sur pied d'un code de déontologie du processus d'appel d'offres. Le plan d'approvisionnement et ses caractéristiques sont prévus à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. De façon globale, ce dernier établit une projection des besoins futurs en électricité au Québec sur un horizon à moyen terme et présente sommairement la teneur des contrats d'approvisionnement à conclure afin de répondre aux besoins projetés. De plus, les appels d'offres qui font suite au plan d'approvisionnement se doivent d'être conformes aux lignes directrices de ce plan.

Hydro-Québec, en tant que distributeur d'électricité, doit ainsi conclure des contrats d'approvisionnement afin d'assurer que la demande québécoise en électricité soit comblée au meilleur prix possible. L'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* établit quatre critères à respecter pour la procédure d'appel d'offres permettant d'octroyer les divers contrats d'approvisionnement, soit:

20. Cette dernière annexe a été légèrement modifiée en 2002 par la décision D-2002-221 de la Régie de l'énergie.

21. La *Loi sur la Régie du gaz naturel* a précédé la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

1. permettre la participation de toute personne intéressée;
2. assurer un traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement à moins d'exigences gouvernementales sur certains blocs d'énergie;
3. favoriser l'octroi des contrats sur la base du coût le plus bas;
4. permettre que les besoins en électricité soient comblés par plus d'un contrat.

L'importance d'un processus d'appel d'offres efficace et d'un code de déontologie adapté est exacerbée par la possibilité pour Hydro-Québec Production, comme pour tout autre producteur, de soumissionner pour les appels d'offres de Hydro-Québec Distribution.

Ce processus peut être divisé en cinq étapes principales:

#### 1. Appel des soumissions

Hydro-Québec Distribution doit diffuser un document d'appel d'offres contenant l'ensemble des informations nécessaires aux fournisseurs afin qu'ils puissent présenter une soumission. Ce document contiendra, par exemple, une description des produits recherchés, l'échéancier du processus et la grille d'analyse qui contient les différents critères d'évaluation des offres et la pondération de ces critères. Notons que les critères retenus doivent respecter le plan d'approvisionnement établi au préalable par le distributeur.

#### 2. Ouverture des soumissions

L'ouverture des soumissions se fait en public à la date, à l'heure et à l'endroit indiqués sur le document de l'appel d'offres. On fait alors le tri des soumissions suffisamment complètes.

#### 3. Sélection

Hydro-Québec Distribution procède à la sélection des soumissions. Pour ce faire, on recherche la combinaison des soumissions qui permet de satisfaire les besoins établis au coût le plus faible. On élimine tout d'abord les soumissions ne respectant pas les différents critères minimaux, tel le prix maximum pour un bloc d'énergie. Ensuite,

le distributeur classe les soumissions par catégories selon les caractéristiques des produits offerts et procède à une évaluation individuelle pour déterminer les combinaisons optimales. Finalement, il prend en considération les critères à incidence monétaire et l'impact des différentes combinaisons sur ses coûts d'approvisionnement pour rendre sa décision finale.

#### 4. Négociation et signature

Hydro-Québec Distribution soumet un contrat standard d'approvisionnement dans lequel il négociera avec l'adjudicataire certaines conditions de livraison, les clauses pénales, etc. Ensuite, le contrat sera signé par les parties.

#### 5. Approbation par la Régie de l'énergie

Le contrat est soumis à la Régie pour son approbation. La Régie procède alors à l'étude des différentes caractéristiques du contrat afin de s'assurer que ce dernier respecte le plan d'approvisionnement du distributeur.

Jusqu'à présent, Hydro-Québec Distribution a lancé quatre appels d'offres pour des approvisionnements à long terme pour une production totale de 2350 MW devant débiter vers l'année 2006. Les deux plus récents commandent la production de 1000 MW d'électricité éolienne ainsi que de 100 MW d'électricité produite par biomasse<sup>22</sup>. Des appels d'offres de court terme ont également été lancés en 2004 pour des approvisionnements en 2005.

## L'agence de régulation et les autres organisations

Il arrive fréquemment que l'agence de régulation doive cohabiter avec d'autres organismes qui ont leur mot à dire, sous un angle différent, sur le même projet.

Par exemple, au Québec, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) aura son mot à dire quant aux impacts environnementaux d'un projet, après que ce dernier eut reçu l'autorisation d'être construit par le gouvernement ou la Régie de

22. <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/>

l'énergie<sup>23</sup>. Si le même projet traverse des terres agricoles, la Commission de protection du territoire agricole (CPTA) devra donner son approbation, sans oublier non plus le ministère des Transports si une route est impliquée.

L'article 33 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>24</sup> prévoit que:

«**33.** Avant de rendre une décision qui peut modifier l'utilisation d'un immeuble situé dans une aire retenue pour fins de contrôle ou dans une zone agricole établie suivant la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (L.R.Q., chapitre P-41.1), la Régie doit obtenir un avis de la Commission de protection du territoire agricole du Québec.

*1996, c. 61, a. 33; 1996, c. 26, a. 85.»*

Au fédéral, par exemple, l'ONE pourra fournir les autorisations requises en plus de procéder à l'étude d'impact environnemental<sup>25</sup>.

## Les pouvoirs des municipalités

Les municipalités, corps public souvent plus près du citoyen, peuvent aussi avoir leur mot à dire en ce qui a trait à la réglementation de l'électricité.

Par exemple, la Commission des services électriques de la Ville de Montréal s'est vue conférer par la Ville de Montréal divers pouvoirs, dont celui de fixer les redevances annuelles des usagers des canalisations en fonction de leur utilisation respective.

### «Article 216<sup>26</sup>

La Commission peut exiger une redevance pour l'usage de ses conduits souterrains et de ses installations aériennes.

La Commission fixe le montant de ces redevances annuellement, de façon à couvrir:

- 1° le coût de l'administration et de l'entretien de ces conduits et installations;
- 2° les salaires des employés;

23. L'art. 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, qui prévoit une telle autorisation, bien qu'en vigueur, ne produit pas ses pleins effets juridiques.

24. L.R.Q., c. R.-6.01.

25. Voir à cet effet l'article 58.19 c) de la *Loi sur l'ONE*.

26. *Charte de la Ville de Montréal*, L.R.Q. C-11.4, Annexe I.

3° une somme qui peut être appliquée au fonds de retraite des employés de la Commission;

4° la part de la Commission dans le régime d'assurance accident-maladie de ses employés;

5° l'intérêt et l'amortissement, sur une période d'au moins 20 ans, de la dette contractée par la Ville pour l'indemnité prévue par les articles 210 et 211, et pour la construction ou l'achat des conduits souterrains;

6° toute autre dépense de la Commission.

Ces redevances doivent être réparties entre les débiteurs proportionnellement à la partie des conduits souterrains ou du réseau d'installations aériennes que chacun d'eux occupe ou a réservée.»

Si l'utilisateur est en désaccord avec la décision de la Commission, il peut en appeler devant la Commission municipale du Québec<sup>27</sup>.

Enfin, toutes les municipalités du Québec peuvent agir de la même façon. S'il y a mésentente, le tout est tranché par la Commission municipale du Québec<sup>28</sup>.

## Indépendance institutionnelle de l'agence de régulation

### Le gouvernement régulateur ou l'agence régulatrice ?

La réglementation de l'électricité peut se concevoir de deux façons. Elle sera réglementée directement par l'État, ou alors ce dernier pourra confier ce pouvoir à un organisme indépendant. Dans un monde purement théorique, l'État qui consentirait à laisser aller ses pouvoirs le ferait totalement et entièrement.

En réalité, l'État pourra se réserver certains pouvoirs, ou prévoir la possibilité de donner des directives à l'organisme réglementaire.

27. *Charte de la Ville de Montréal*, L.R.Q. C-11.4, Annexe I, art. 205. Voir l'article 202 qui permet à la Ville de Montréal de déléguer ses pouvoirs à la Commission.

28. *Code municipal du Québec*, L.R.Q., c. C-27.1, a. 557, par. 7. Voir aussi la *Loi sur les cités et villes*, L.R.Q., c. C-9, a. 415, par 18. Voir aussi la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5, a. 30. La Régie de l'énergie avait juridiction sur cette question jusqu'en juin 2000, date à laquelle on a confié le tout à la Commission municipale du Québec. Art. 68 de la Loi modifiant la *Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, L.Q., 2000, c. 22.



Par exemple, dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le gouvernement s'est laissé une certaine marge de manœuvre en gardant le pouvoir de donner des directives à l'organisme de régulation autonome et indépendant :

**110.** Le ministre peut donner à la Régie des directives sur l'orientation et les objectifs généraux à poursuivre.

*1996, c. 61, a. 110.*

[...]

**111.** Ces directives doivent être approuvées par le gouvernement et entrent en vigueur le jour de leur approbation. Une fois approuvées, elles lient la Régie qui est tenue de s'y conformer.

Toute directive doit être déposée devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de son approbation par le gouvernement ou, si elle n'est pas en session, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

*1996, c. 61, a. 111.*

[...]

Ces directives, qui sont adoptées par décret, peuvent faire l'objet de contestation devant les tribunaux<sup>29</sup>.

La principale motivation d'un État à se départir de son pouvoir de réglementation direct sur l'électricité est celle reliée à la nécessité que des experts puissent juger des diverses questions soumises dans un cadre qui soit transparent, public et prévisible.

En effet, la réglementation de l'électricité par l'État de façon directe pose la question de la transparence, surtout si l'entreprise réglementée est elle-même un monopole appartenant au même État. Comment le public en général et les consommateurs en particulier peuvent mesurer le caractère juste et raisonnable de tarifs qui sont appliqués s'ils n'ont pas

29. C'est le cas notamment de l'intervenant Action Réseau Consommateurs qui a eu gain de cause en déposant une requête pour jugement déclaratoire devant la Cour supérieure concernant la directive 99-01, prise par le décret 53-99; dossier 500-05-048735-999, décision rendue le 6 juin 2000. Voir à cet effet A. Turmel, «Droit administratif et droit de l'énergie: lignes à haute tension, niveau des barrages, facture énergétique et changements climatiques», conférence présentée dans le cadre du Congrès du Barreau du Québec, le 11 mai 2001.

un accès direct à l'information et aux documents pertinents?

Devant ces questions, la majorité des provinces canadiennes et des États américains ont vu leurs gouvernements respectifs créer de tels organismes de réglementation.

## Les garanties d'indépendance institutionnelle nécessaires

Lorsque le gouvernement choisit l'agence de régulation comme mode de réglementation, certaines garanties d'ordre institutionnel sont nécessaires afin de préserver la crédibilité de l'organisme et celle des décisions rendues.

On qualifiera habituellement l'agence de régulation de «tribunal administratif», par opposition à une cour de justice ou à un tribunal judiciaire qui jouit de l'indépendance judiciaire. L'indépendance des tribunaux judiciaires se caractérise souvent par l'inamovibilité ou la sécurité d'emploi, la sécurité financière, l'immunité contre les poursuites en dommages et l'exemption de l'obligation de témoigner en justice quant aux motifs des décisions<sup>30</sup>.

Même si un tribunal administratif ou l'agence de régulation ne possède qu'une indépendance relative, l'agence jouit tout de même de certaines garanties importantes à l'égard de son indépendance face à l'État:

### *Indépendance fonctionnelle à l'égard des autorités politiques*

Malgré l'obligation courante de se rapporter au gouvernement sur une base annuelle, les tribunaux administratifs ne forment pas une division exécutive. En effet, les décisions rendues par application de leurs pouvoirs délégués ne subissent aucun contrôle du gouvernement. Ce pouvoir décisionnel n'est donc en principe soumis à aucune pression ni directive de la part du gouvernement<sup>31</sup>.

30. Gilles Pépin, «La jurisprudence relative à l'indépendance judiciaire au Canada, depuis l'arrêt Valente», (1995) 55 R. du B. 313.

31. Yves Ouellette, «Les tribunaux administratifs au Canada, Procédure et Preuve», Les Éditions Thémis, Montréal, 1997, 750 pages, p. 12.



### ***Sécurité d'emploi modulée***

La sécurité d'emploi modulée est une garantie contre le congédiement pour une raison autre que celles déterminées dans la loi et dans son interprétation. Cette garantie ne bénéficie actuellement d'aucune protection constitutionnelle.

La Cour suprême a cependant reconnu que les personnes désignées pour siéger au sein d'un tribunal administratif ne pouvaient être destituées selon le bon plaisir de l'exécutif.

### ***Immunité en cas de poursuites***

Certaines lois constitutives prévoient dans leur texte l'immunité en cas de poursuite en dommages et intérêts aux membres siégeant au tribunal administratif. De plus, une décision de la Cour suprême semble accorder aux membres des tribunaux administratifs une protection équivalente à celle des tribunaux judiciaires en matière de poursuites en dommages, soit une immunité absolue<sup>32</sup>. Cette question demeure toutefois controversée aujourd'hui. On admet généralement que les juges, peu importe leur rang, doivent pouvoir exercer leur fonction sans crainte qu'une poursuite judiciaire découle<sup>33</sup> des décisions rendues dans l'exercice de leur fonction.

### ***Immunité à témoigner en justice sur les motifs de leurs décisions***

L'immunité à témoigner en justice sur les motifs de leurs décisions a été maintes fois reconnue en jurisprudence<sup>34</sup>. Il est nécessaire de noter que les tribunaux administratifs sont soumis au contrôle de la Cour supérieure du Québec par application de l'article 33 du *Code de procédure civile*. La jurisprudence a ainsi déterminé que cette immunité devait dans certains cas être réduite afin de permettre un contrôle suffisamment étendu de la Cour supérieure<sup>35</sup>.

Toutefois, les tribunaux administratifs n'ont pas la même protection constitutionnelle que les cours de justice<sup>36</sup> et l'ensemble des règles et guides d'interprétation, propres au droit administratif, restent encore à systématiser<sup>37</sup>.

## **La nature des pouvoirs dévolus à l'agence de régulation**

### **Rappel des grandes notions**

Il existe différentes façons pour une agence de régulation d'exprimer sa vision de la réglementation de l'électricité. Concrètement, dans sa pratique quotidienne, l'organisme de régulation rend des décisions, émet des avis ou fixe des tarifs. Toutefois, la nature des décisions rendues ainsi que le cadre procédural ayant trait à celles-ci pourront varier selon la nature des pouvoirs exercés par l'organisme.

### ***Règles de procédures et règlements***

La Régie de l'énergie, outre les décisions et ordonnances qu'elle rend en vertu des articles 31, 32 et 101 de la Loi ou des règles de régie interne prévues à l'article 20, peut adopter des règles de procédures<sup>38</sup> et des règlements<sup>39</sup>.

Par exemple, la Régie a adopté un règlement établissant la procédure à respecter en ce qui concerne les demandes et requêtes de toute nature présentées à la Régie, la preuve ainsi que l'administration des audiences publiques<sup>40</sup>.

La présentation d'une demande doit être faite par écrit et remplir certaines exigences sur le plan informationnel. Le défendeur doit comparaître dans les 15 jours de la réception de la demande et dispose également de 15 jours pour formuler sa réponse. Le demandeur peut répondre aux allégations du défendeur à l'intérieur d'une période de 15 jours<sup>41</sup>.

36. *Idem*, p. 16.

37. *Idem*, p. 19.

38. Article 113.

39. Article 114.

40. Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie.

41. *Idem*, art. 1, 2, 3 et 4.

32. *Morier c. Rivard* [1985] 2 R.C.S. 717.

33. *R. c. Lippé*, [1991] 2 R.C.S. 114.

34. *MacKeigan c. Nickman*, [1989] 2 R.C.S. 796.

35. Yves Ouellette, *op. cit.*, note 28, p. 16.

En ce qui concerne la gestion de la preuve, toute personne désirant invoquer un document à titre de preuve doit le déposer à la Régie et le faire parvenir aux autres parties avant que le dossier ne soit porté au calendrier d'audiences<sup>42</sup>. Une partie peut également formuler une demande de renseignements à laquelle la partie concernée devra répondre dans les 15 jours<sup>43</sup>.

Dans ces derniers cas, à l'exception de ses décisions et ordonnances, le tout doit être approuvé par le gouvernement<sup>44</sup>.

#### *Avis au ministre ou au gouvernement*

La Régie de l'énergie peut s'exprimer par le biais d'un procès-verbal<sup>45</sup> et elle donne aussi des avis au ministre<sup>46</sup> ou au gouvernement<sup>47</sup>. Enfin, la Régie doit faire rapport au ministre en vertu de l'article 169.

### **La nature des décisions rendues selon la nature des pouvoirs exercés**

La nature de la décision est déterminée par la nature du pouvoir que l'agence de régulation exerce. L'agence jouira d'un pouvoir administratif ou d'un pouvoir quasi judiciaire.

Bien qu'il n'existe pas de définition officielle, certains auteurs définissent le pouvoir administratif en ces termes :

On qualifie le pouvoir administratif de pouvoir résiduaire, en ce sens qu'est administratif le pouvoir qu'on ne peut qualifier ni de pouvoir lié, ni de pouvoir quasi judiciaire. Le pouvoir administratif est un pouvoir qui laisse à son titulaire une grande marge de manœuvre. Le pouvoir discrétionnaire fait partie de cette catégorie<sup>48</sup>. [...]

42. *Idem*, art.14.

43. *Idem*, art. 15.

44. Articles 20 et 115.

45. Article 29.

46. Article 42.

47. Articles 67, 80 et 167.

48. R. Dussault et L. Borgeat, *Traité de droit administratif*, 2<sup>e</sup> éd., T.1, Québec, Presses de l'Université Laval, 1989. Les pages 303 à 307 et 314 à 316 précisent que cette décision est issue de la liberté d'action que le législateur octroie aux organismes publics pour leur permettre de « répondre aux besoins des administrés » (p. 309).

Le législateur manifeste son intention de confier un tel pouvoir de plusieurs façons. Par exemple, le législateur accordera un pouvoir tout en laissant le décideur libre d'apprécier dans quelles circonstances ce pouvoir pourra être exercé<sup>49</sup>.

Quant aux pouvoirs quasi judiciaires, plus difficiles à cerner, certains retiennent cette définition :

Le pouvoir quasi judiciaire est un pouvoir administratif que l'on qualifie de quasi judiciaire à cause de certains facteurs. Le pouvoir quasi judiciaire ne peut donc, puisqu'il est une forme particulière de pouvoir administratif, être délégué<sup>50</sup>.

Tout réside dans la question de la qualification. La Cour suprême du Canada, par la voie du juge Dickson, a déjà énoncé quatre critères qui :

Sans être exhaustifs ni déterminants, doivent être soupesés et évalués pour décider si le processus en cause est de nature quasi judiciaire. Ils s'exprimaient ainsi :

1. Les termes utilisés pour conférer la fonction ou le contexte général dans lequel cette fonction est exercée donnent-ils à entendre que l'on envisage la tenue d'une audience avant qu'une décision ne soit prise?
2. La décision ou l'ordonnance porte-t-elle directement ou indirectement atteinte aux droits et obligations de quelqu'un?
3. S'agit-il d'une procédure contradictoire?
4. S'agit-il d'une obligation d'appliquer les règles de fond à plusieurs cas individuels plutôt que, par exemple, de l'obligation d'appliquer une politique sociale et économique au sens large?<sup>51</sup>

Par exemple, en matière de traitement des plaintes devant la Régie de l'énergie, ce pouvoir pourra être qualifié de quasi judiciaire. En effet, la Régie de l'énergie doit respecter la *Charte des droits et libertés de la personne*<sup>52</sup> qui garantit à toute personne le droit à une audition publique et impartiale de sa

49. *Droit public et administratif, volume 6*, Collection de droit 1996-97, Montréal, Éditions Yvon Blais, p. 24.

50. *Ibid.*

51. *Ministre du Revenu national c. Cooper and Lybrand*, [1979] 1R.C.S. 495, 505, cité dans la collection de Droit, *supra* note 35, p. 26. Voir aussi *Canadien Pacifique c. Matsqui Indian Band* [1995] 1R.C.S.3.

52. L.R.Q., c. C-12. L'art. 56(1) s'applique à un organisme exerçant des fonctions quasi judiciaires.

cause par un tribunal indépendant et qui ne soit pas préjugé. Par ailleurs, cette personne a le droit de se faire représenter par un avocat ou d'en être assistée devant tout tribunal.

### **La réglementation économique et financière de l'électricité: le débat n'est pas clos**

Le passage suivant du professeur Ouellette résume bien la situation:

Une grande partie de l'industrie des communications, des transports, de l'énergie, de l'agriculture, des valeurs mobilières et même des alcools et des jeux est assujettie au Canada à la surveillance ou à la régulation d'organes autonomes spécialisés qui sont considérés comme des tribunaux administratifs au sens nord-américain. Même dans une économie de marché, l'État a voulu encadrer la liberté économique pour prévenir les abus de position de monopole, protéger les épargnants ou les consommateurs ou assurer la primauté de l'intérêt général par une participation du public à l'élaboration des politiques et contrebalancer ainsi les dominations politiciennes, économiques et technocratiques.

Il ne faut pas confondre les notions de régulation et [de] réglementation<sup>53</sup>. Celle-ci comporte essentiellement l'établissement en vertu d'une délégation de la loi de normes ayant force de loi. La régulation peut certes impliquer le pouvoir d'adopter des normes, des politiques, mais aussi l'exercice dans un cadre souvent quasi judiciaire de pouvoirs discrectionnaires pour procurer des avantages, comme des autorisations administratives ou imposer des charges. La fonction de régulation, d'abord empruntée au début du siècle à des institutions américaines comme le Interstate Commerce Commission pour encadrer l'industrie des chemins de fer<sup>54</sup>, *inclut donc mais déborde la simple fonction quasi judiciaire*<sup>55</sup> (*l'italique est de l'auteur*).

Les organismes de régulation prennent, comme les ministères, des décisions initiales. Alors que les tribunaux de révision ou d'appel ont pour rôle d'aider à administrer des normes juridiques objectives et préexistantes après enquête,

les organismes de régulation appliquent des normes législatives tantôt objectives mais souvent très subjectives, comme la notion d'intérêt général ou de «tarif juste et raisonnable», souvent après audience faisant une large place aux interventions du public et des groupes de pression. Ces organes sont enfin souvent habilités par la Loi à se doter d'experts ou de personnel de recherche qui procèdent à des analyses hypothétiques ou techniques.

Les compétences des organismes de régulation, réglementaires ou quasi réglementaires<sup>56</sup>, consultatives, administratives, quasi judiciaires, sont fort variées et il n'y a pas lieu de tenter d'en rendre compte dans cet ouvrage<sup>57</sup>. Devant cette mosaïque de compétences, allant de la délivrance et du retrait d'autorisation administrative au contrôle du financement, de la cession ou de la fusion d'entreprises et à l'examen des plaintes des consommateurs, l'interprète peut relever l'existence de deux principales catégories de problèmes: la portée des mandats législatifs libellés en termes généraux et celle des mandats libellés en termes spécifiques<sup>58</sup>.

On le constate, il faudra souvent faire du cas par cas pour déterminer si tel ou tel article de loi doit être qualifié d'administratif ou de quasi judiciaire.

### **La Common law et le droit civil en réglementation de l'électricité**

#### **La dualité telle que vécue au Canada et au Québec**

La *Common law* et le droit civil, deux des grandes traditions juridiques, coexistent au Canada encore aujourd'hui, legs des siècles d'histoire qui ont façonné le territoire.

53. Raoul P. Barbe, *Les organismes québécois de régulation des entreprises d'utilité publique*, Montréal, Wilson et Lafleur, 1980, p. 4.

54. J. Benidickson, *loc. cit.*, note 10.

55. Pierre Issalys et Denis Lemieux, *L'action gouvernementale: précis de droit des institutions administratives*, Cowansville, Éditions Yvon Blais, 1997, p. 342 et suivantes.

56. *Horsemen's Benevolent & Protective Assn of Alberta c. Alberta Racing Commission*, (1990) 63 D.L.R. (4<sup>th</sup>) 609 (Alta. C.A.); *Prospect Investments Ltd. c. New Brunswick (Liquor Licensing Board)*, (1991) 48 Admis L.R. 105 (N.B.Q.B.); *Ainsley Financial Corp. c. Ontario (securities Commission)*, (1995) 121 D.L.R. (4<sup>th</sup>) 79 (ont. C.A.).

57. Voir les travaux de la Commission de réforme du droit du Canada consacrés à certaines grandes agences fédérales comme le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (1981), l'Office national de l'énergie (1977), la Commission de contrôle de l'énergie atomique (1976), etc.

58. *Supra*, note 29, p. 44-45.

Les professeurs Lemieux et Issalys ont très bien présenté comment cette dualité s'est vécue au fil des décennies :

Étant donné cette différence radicale d'optique entre le droit français et le droit anglais, il est important de savoir à laquelle de ces deux traditions se rattache le droit québécois et canadien. La réponse à cette question se trouve dans les sources historiques de notre droit. Celles-ci ont été en grande partie déterminées par l'*Acte de Québec* de 1774. En gros, et abstraction faite des retouches intervenues par la suite, cette loi a instauré une dualité de sources dans le droit proprement québécois: le droit commun, ou droit fondamental, est la *Common law* d'Angleterre, sauf quant à ce qui se rattache aux *property and civil rights*, où l'assise du droit est l'ancien droit français. Bien entendu, sur de nombreux points, ce droit commun historique n'est plus aujourd'hui qu'une référence lointaine; il a été supplanté par des textes plus proches de nous, à commencer par le Code civil, qui constituent ordinairement la source première dans le domaine dont ils traitent.

Le Code civil du Québec énonce d'ailleurs formellement qu'il établit le droit commun dans toutes les matières auxquelles il a vocation à s'appliquer. En ce qui concerne le droit fédéral, c'est la *Common law* qui forme le droit commun fondamental, sauf dans les matières où la compétence fédérale constitue une enclave dans le champ de la propriété et des droits civils.

La source fondamentale de notre droit administratif, qu'il s'agisse de droit fédéral ou de droit québécois, est donc le droit anglais. Il convient cependant de bien distinguer source fondamentale (ou résiduelle) et source première: la solution d'un problème de droit administratif doit d'abord être recherchée dans la législation et la réglementation (québécoise ou fédérale, selon le cas) et dans la jurisprudence des pays de tradition britannique (provinces canadiennes de *Common law*, Grande-Bretagne, autres pays du Commonwealth), dans la mesure où il est transposable. Et parmi la législation qui constitue la source première de notre droit administratif, il faut compter les textes de droit privé (notamment le Code civil et le Code de procédure civile), dans la mesure où certains actes de l'administration sont régis par le droit privé<sup>59</sup>.

La réglementation de l'électricité, du moins au Québec, bien qu'appliquant généralement les principes du droit administratif, pourra faire appel au Code civil et au Code de procédure civile.

59. Pierre Issalys et Denis Lemieux, *L'action gouvernementale: précis de droit des institutions administratives*, Cowansville, Éditions Yvon Blais, 1997, 1 130 pages, aux p. 34 et 35.

Parfois, la Régie de l'énergie fera directement ou indirectement référence à des articles spécifiques du Code civil, notamment en ce qui a trait au texte des tarifs<sup>60</sup>, à l'illégalité des transactions hors franchises<sup>61</sup>, à la chose jugée<sup>62</sup>, à l'obligation de renseignement<sup>63</sup>, aux inscriptions informatisées<sup>64</sup>, ou à la reprise de possession du logement<sup>65</sup>. Quant au Code de procédure civile, plusieurs décisions y ont fait aussi référence<sup>66</sup>.

Par exemple, dans la décision D-99-43, la Régie établit un parallèle entre l'article 38 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et l'article 475.1 du *Code de procédure civile du Québec*. Elle s'appuie sur l'état du droit entourant la signification du terme « erreur » utilisé à l'article 475.1 pour interpréter l'article 38. Ces deux dispositions remplissent sensiblement la même fonction, soit de permettre la révision judiciaire d'une décision lorsqu'une erreur se glisse dans le jugement final. La Régie reconnaît clairement la non-application du Code de procédure civile, mais procède par inférence en important l'interprétation sous le Code afin de clarifier la législation s'appliquant à elle.

Dans la décision D-97-43, l'Association des consommateurs industriels de gaz conteste les agissements de la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) sur la base de l'article 1434 du *Code civil du Québec*, alléguant l'existence d'usages commerciaux contraires aux pratiques de la SCGM en matière d'interruption de service et de transaction hors franchises. La Régie conclut à la pertinence de l'article 1434 et à l'applicabilité de celui-ci aux circonstances, mais décide que la nature du contrat

60. Voir décision D-97-34.

61. D-97-43; Art. 1434 du Code civil.

62. D-99-117; Art. 2848, C.C.

63. D-99-230; Art. 1469 et 1473, C.C.

64. D-99-232; Art. 2837, C.C.

65. D-99-33; Art. 1936, C.C.

66. D-99-48 et D-99-117 (Art. 475, al. 1 et 754.2 C.P.C.), D-99-177R et D-99-177 (Art. 475, al. 1, C.P.C.), D-99-36 (Art. 416 et suivants, C.P.C.), D-99-43 (Art. 475, al. 1), D-99-64 (Art. 834.1, C.P.C.).

aussi prévu à l'article 1434 l'emporte sur les usages qui, dans cette affaire, n'ont pu être démontrés de façon satisfaisante par les requérants.

### **Conclusion**

Ce trop court texte n'avait pas la prétention d'être exhaustif, car il aurait fallu multiplier par dix le nombre de pages pour présenter adéquatement comment l'Agence de régulation interagit selon l'encadrement juridique dans laquelle elle évolue.

Il est toutefois aisé de constater que même si les lois créant des agences de régulation pourront être différentes selon les États, on y retrouvera toujours certains des principes que ce texte a voulu présenter sommairement, par le biais de l'exemple du Québec et du Canada.



# Hydro-Québec et l'investissement international: une approche prudente

Yvan CLICHE, M. Sc., M.B.A.

Délégué commercial à Hydro-Québec International, Montréal (Québec), Canada

L'incursion d'Hydro-Québec dans le domaine des investissements internationaux commence au milieu des années 1990. Face à la volonté des gouvernements de plusieurs pays de confier au secteur privé l'exploitation et la maintenance d'une partie ou de la totalité de leurs infrastructures électriques, Hydro-Québec International (HQI) y voit une opportunité de marché permettant d'accroître et de renforcer sa présence à l'étranger, et de contribuer de manière plus significative à un volet de ses activités traditionnelles, qui est d'appuyer l'exportation du savoir-faire québécois dans le domaine de l'énergie.

## Un peu d'histoire

Comme plusieurs autres entreprises dans le monde, le succès des entreprises québécoises dans les marchés mondiaux s'appuie sur la réussite des projets qu'elles ont menés sur leur propre marché. En fait, dans le sillon de la « Révolution tranquille » du début des années 1960, le Québec s'est engagé dans divers projets de construction afin d'implanter les infrastructures nécessaires à une société moderne: ponts, routes, écoles, hôpitaux, édifices commerciaux, infrastructures d'énergie. Il est reconnu que le développement des firmes d'ingénierie du Québec a été grandement accéléré par le développement des infrastructures liées à l'énergie électrique. Le complexe Manic-Outardes et, surtout, le complexe de La Grande Rivière, dans le Grand Nord québécois, ont représenté de gros défis pour ces jeunes entreprises, défis qu'elles ont relevés avec succès. Le projet d'aménagement de La Grande Rivière fut d'ailleurs qualifié de projet du siècle au Québec: situé au cœur de la taïga québécoise, à plus de 1 000 kilomètres de Montréal, ce projet a nécessité la mobilisation de

plus de 18 000 travailleurs, la construction de routes et d'aéroports, de campements et de villages, et l'utilisation d'énormes quantités de matériaux divers pour la construction de cinq grands réservoirs, de digues et de barrages. Grâce à ce projet d'envergure, les firmes d'ingénierie du Québec ont pu acquérir de nouvelles expertises et explorer de nouveaux champs d'activités. À sa mise en service à la fin des années 1970, le projet de la Grande Rivière est devenu un symbole de dynamisme et d'innovation, suscitant la fierté des Québécois.

Agissant à titre de concepteur des projets, Hydro-Québec, à travers sa filiale, la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), a établi dès le départ une politique visant à confier à l'entreprise privée l'ingénierie détaillée des projets et leur construction. Cette politique de partenariat est toujours en vigueur pour la réalisation des projets de la Baie James, phase 2. La SEBJ gère des mandats de réalisation confiés à des firmes privées.

Après la phase 1 de la Baie James, ces entreprises se sont toutefois heurtées à une baisse marquée du volume d'affaires au Québec. Après une période de construction effrénée, la majorité des projets était complétée et le volume d'affaires de ces firmes au Québec s'en est durement ressenti. Ces entreprises ont dû ainsi se tourner vers le marché international afin de maintenir leur expansion. Ce sont surtout les pays en développement, avec leurs besoins immenses, qui offraient les meilleures opportunités.

Hydro-Québec s'est donc laissé tenter par le marché international. En 1978, elle mettait sur pied une filiale, Hydro-Québec International (HQI),



chargée d'exporter, dans le monde, le savoir-faire d'Hydro-Québec.

## La situation actuelle<sup>1</sup>

En octobre 2003, HQI a souligné ses 25 ans d'existence. Sa mission officielle est la suivante: «HQI est chargée des activités d'investissement et de vente de services professionnels à l'extérieur du Canada et des États-Unis. HQI ayant confié un mandat de gestion de ses activités à Hydro-Québec, chacune des divisions de cette dernière est responsable des activités à l'étranger dans ses domaines de compétence.»

Depuis la fin des années 1990, Hydro-Québec est structurée en unités d'affaires (Production, TransÉnergie, Distribution, Équipement), ayant chacune un président. Les activités internationales sont réalisées par chacune des unités d'affaires, mais en utilisant le nom HQI.

Depuis 25 ans, HQI a ainsi réalisé quelque 400 mandats, dans environ 80 pays, sur les trois segments du sous-secteur électrique: en production, en transport, en distribution, pour des études, de la formation, du transfert d'expertises ou de l'assistance en gestion, ce que l'on regroupe sous le vocable «services professionnels». Une partie significative de ces contrats a été réalisée dans des pays francophones, principalement en Afrique.

## Une nouvelle ère: l'investissement

Après avoir mené maints projets de vente d'expertise, HQI célèbre en 1998 son 20<sup>e</sup> anniversaire en abordant un nouveau mandat: identifier et réaliser des investissements rentables sur le marché international de l'énergie.

Une première incursion se fait en Afrique francophone, notamment en Guinée. Avec des partenaires étrangers, HQI exploite, gère et développe le réseau national d'électricité. Le mouvement s'accélère à la fin des années 1990, à la faveur d'une expansion de l'entreprise. Des investissements sont ainsi réalisés,

toujours avec des partenaires, en Australie (transport), au Costa Rica (centrale hydraulique), au Chili (transport), en Chine (production), au Maroc (concession d'entreprise), au Panama (centrale hydraulique), au Pérou (transport), et au Sénégal (concession d'entreprise).

Depuis, de son portefeuille original d'investissements, l'entreprise a mis fin à sa participation en Guinée, au Maroc et au Sénégal. La politique actuelle de l'entreprise est de privilégier des projets où elle jouit d'un avantage reconnu, c'est-à-dire dans le domaine du transport à haute tension ou en production hydraulique, et pour lesquels des actifs sont déjà en exploitation, par opposition à des projets nécessitant une période de construction, qui représentent des risques plus élevés. Essentiellement, la stratégie cible des projets de taille moyenne et présentant les meilleures couvertures de risques possibles, incluant le risque-pays.

## L'approche en matière d'investissement

Comme toutes les entreprises actives dans le domaine, HQI procède à une vérification diligente de ses projets avant de procéder à un investissement. Ce qui distingue l'entreprise, c'est le choix des projets, qui doivent présenter le moins de risques possible tout en assurant une rentabilité raisonnable. Étant une filiale d'une société d'État, HQI favorise une approche prudente, où l'analyse du risque-pays et la sécurité financière de l'investissement dominant, et ce, même si les projets sont officiellement dissociés des actifs du siège social.

Une vérification diligente est un processus très exigeant sur le plan de l'organisation interne et sur celui des coûts. Plusieurs experts sont mobilisés, et des consultants externes sont sollicités. Il est donc essentiel que le chef du projet, dont le mandat est d'identifier des opportunités d'investissement, analyse sommairement, mais de la façon la plus juste possible, la qualité du projet-pays et de son appariement avec les forces de l'entreprise.

1. [NDE] Depuis mai 2005, Hydro-Québec a décidé de recentrer ses activités sur le marché d'Amérique du Nord.

Une fois le projet approuvé pour fins de développement par la direction, une équipe est créée, sous la direction du chef de projet, et rassemble des expertises technique (ingénierie, environnement), légale (corporative et externe), fiscale et financière. Cette équipe procède alors à l'analyse détaillée du projet.

Tous ces efforts se concentrent sur un objectif simple: un projet rentable, avec un minimum de risques. Les efforts visent à établir le prix d'acquisition le plus juste et le plus équitable possible, et qui affiche une rentabilité adéquate à court et à moyen termes. Beaucoup d'efforts et de temps sont consacrés à la couverture des risques inhérents au projet et aux mesures de mitigation possibles. Des mesures de mitigation peu satisfaisantes entraînent l'abandon du projet.

Voici un aperçu des éléments qui sont documentés:

#### *Aspects généraux*

- Contexte politique et réglementaire
- Lois et règlements concernant les investissements étrangers
- Marché de l'énergie: croissance prévue, tarifs
- Réglementations applicables au secteur électrique
- Support du gouvernement local
- Partenaires locaux

#### *Aspects techniques*

- État des équipements, réhabilitation nécessaire
- Procédures/coûts d'exploitation et de maintenance
- Hydrologie: données historiques et prévisions
- Environnement: contraintes actuelles et prévisibles
- Ressources humaines: besoins actuels et futurs, compétence actuelle et requise, conventions collectives
- Approvisionnement: pratiques actuelles, zones d'amélioration, incluant le système informatique

#### *Aspects légaux*

- Contrats existants (lois, règlements, conventions d'actionnaires)

- Cas en litige et solutions prévisibles
- Titres de propriété

#### *Aspects fiscaux*

- Fiscalité existante
- Taxation
- Rapatriement des profits et des dividendes
- Rapatriement des capitaux investis

#### *Aspects financiers*

- Utilisation d'un modèle financier valide et réaliste (inflation, risque de change)
- Identification de la structure financière (dette/équité)
- Financement disponible de la transaction et cotation par les agences de crédit
- Bilans comptables et audits externes: faire les ajustements requis

L'aspect financier domine les analyses, car la rentabilité du projet est essentielle. La prévision la plus exacte possible des flux de trésorerie (*cash flows*) du projet est donc établie, selon divers scénarios. On utilise à cette fin un modèle financier, qui inclut maints paramètres (inflation, risque de change, amortissement, taxation), dont la structure dette/équité.

Sur la base de cette analyse interne, l'équipe de projet prépare une recommandation à la direction supérieure et au conseil d'administration pour étude et approbation. Son contenu standard est le suivant: pays et description du projet, intérêt stratégique (présence dans le pays, forces distinctives), caractéristiques du projet, partenariat: structures et rôles, structure financière et fiscale, rendement anticipé, sources de financement, analyse des risques et mesures de mitigation, retombées économiques, échéancier du dossier, recommandation finale.

## Du point de vue du pays

Quels sont donc les éléments favorisant, du point de vue national, les investissements et l'efficacité du processus de privatisation? Ces éléments sont bien connus, mais précifions, entre autres:

- 1) qu'il faut bien traduire les objectifs d'ouverture ou de privatisation par des politiques, des règlements, des lois, et un arbitrage équitable des différends; il faut respecter ses engagements;
- 2) que l'on doit établir un processus transparent, clair et ouvert, stable, homogène, pour tous les participants et permettant un encadrement clair des investissements étrangers;
- 3) qu'il faut établir des mesures efficaces de traitement des dossiers, afin de limiter les goulots d'étranglement qui ralentissent le projet et minent souvent l'énergie et la confiance nécessaires à ce type de démarche.

## Conclusion

L'investissement étranger est une recherche de réciprocité entre l'investisseur, qui apporte ses ressources financières et son expertise, et le pays, qui apporte un environnement le plus stable et accueillant possible au profit d'un développement efficace et dynamique d'un secteur névralgique.

## Investissements d'HQI, 2003

### *En production*

- Panama: centrale hydroélectrique de Fortuna, 300 MW (acquisition et exploitation), 1999.
- Costa Rica: Centrale hydroélectrique de Rio Lajas, 10 MW (construction et exploitation), 1996.
- Chine: Meiya Power Co. (11 centrales, 2415 MW), 1999.
- Chine: Centrale Qingshan, province du Hunan, 20 MW (construction et exploitation), 1999.

**Troisième partie**

**Les retours d'expérience**



# L'expérience de la mise en concession globale privée de la Société d'énergie et d'eau du Gabon

François OMBANDA

Président-directeur général, Société d'Énergie et d'Eau du Gabon (SEEG)

Jean-Pierre LASSENI DUBOZE

Adjoint au Directeur Général, Chef du Département budgets, plans et stratégies à la SEEG

Le présent exposé tentera de décrire les conditions du processus de mise en concession privée de la gestion du secteur de l'énergie électrique et de l'eau potable au Gabon, processus qui s'est déroulé de janvier 1996 à juin 1997 et qui a vu la Générale des eaux devenir l'actionnaire majoritaire de la Société d'énergie et d'eau du Gabon (SEEG).

Dans les deux premières parties seront exposés le cadre juridique qui régit le secteur et celui qui a permis la mise en concession privée.

Le déroulement du processus lui-même fera l'objet de la troisième partie.

Dans une quatrième partie, nous présenterons les instruments du nouveau cadre institutionnel, notamment la convention de cession des actions qui a consacré le transfert de propriété de la République gabonaise à la Générale des eaux, et le contrat de concession qui définit les conditions de gestion du secteur.

La conclusion sera précédée d'une description des relations entre les différents acteurs et d'un bref retour d'expérience après 54 mois de fonctionnement.

L'exposé se penchera plus particulièrement sur le secteur de l'eau potable et de l'énergie électrique, activités régies par le même dispositif au Gabon. Il a paru intéressant, dans le cadre du présent texte, de ne pas occulter l'activité «eau potable», compte tenu du fait qu'un certain nombre de pays d'Afrique subsaharienne connaissent des situations similaires. Les motivations qui ont conduit le gouvernement gabonais à maintenir l'unicité de gestion de ces deux activités seront exposées afin d'alimenter la réflexion sur les réformes envisagées.

## Présentation du cadre juridique du secteur de l'eau potable et de l'énergie électrique au Gabon

### Description du contexte

Le Gabon est constitué d'un territoire de près de 270 000 km<sup>2</sup> et d'une population d'un peu plus d'un million d'habitants (résultat du recensement de 1993), dont 73 % vivent en milieu urbain.

Libreville et sa périphérie immédiate comptent 420 000 habitants environ; cela représente un potentiel de moins de 80 000 clients en électricité (à raison d'une moyenne de moins de 6 personnes par foyer) et de 50 000 en eau (une part non négligeable des habitants continuant de s'alimenter aux fontaines publiques). Avec respectivement 79 000 et 31 000 habitants, Port-Gentil et Franceville arrivent très loin derrière.

La faible densité de population, la mauvaise praticabilité des voies de communication ainsi que la présence d'une forêt dense et de reliefs difficiles rendent impossible l'intégration des exploitations.

Sur le plan économique, les activités génératrices de ressources sont toutes regroupées autour des pôles cités précédemment, en dehors de quelques exploitations forestières et agro-industrielles isolées et autonomes sur le plan énergétique. Le pétrole pèse très fortement sur les ressources de l'État.

L'ensemble de ces données met en lumière les faiblesses du système en présence: marché très étroit et dispersé, impossibilité d'intégration des exploitations électriques, ressources inégalement réparties et largement tributaires du marché pétrolier international.



## Historique de la distribution de l'eau et de l'énergie électrique

La distribution publique d'électricité fait son apparition à Libreville en 1935; elle est assurée, sous l'autorité de la commune, par une société concessionnaire: la Compagnie centrale de distribution d'énergie électrique (CCDEE). En 1950, à Port-Gentil, se crée la Société d'énergie de Port-Gentil (SEPG), chargée de fournir la vapeur et l'électricité à une usine de fabrication de contreplaqués. Par la suite, elle réalise progressivement la distribution en ville.

Lors de l'indépendance, en 1960, alors que la CCDEE ne donne pas suite à la demande du gouvernement d'étendre son activité hors de Libreville, la SEPG accepte de créer et d'exploiter les premières distributions de l'intérieur du pays, dès 1962.

Par la suite, le 13 août 1963, à l'occasion d'une assemblée générale extraordinaire, la SEPG devient la Société d'énergie et d'eau du Gabon (SEEG). Le rachat, en 1964, de la concession de Libreville confirme le caractère national de l'activité de la SEEG, qui se voit conférer un monopole de fait sur la distribution de l'énergie électrique et de l'eau potable sur l'ensemble du territoire national.

L'État est l'actionnaire majoritaire de la SEEG, avec 64 % des parts, aux côtés d'industriels et de banquiers.

## Cadre juridique

Le secteur de l'eau potable et de l'énergie électrique est régi par une loi de 1993 qui crée un service public détenant le monopole de ces activités sur le territoire national.

Selon les termes de cette loi, l'État peut en confier la gestion à une ou à plusieurs personnes de droit privé gabonais, sous la forme d'une ou de plusieurs concessions.

Les concessionnaires désignés par voie réglementaire bénéficient de la délégation d'un certain nombre de prérogatives de puissance publique, tels

le droit d'occuper le domaine public, celui de prélever les eaux ou d'expropriation pour cause d'utilité publique.

Cette loi a permis de mettre de l'ordre dans un secteur où préexistaient deux concessions municipales issues de la période coloniale et plusieurs concessions d'État (autant que de nouvelles localités alimentées depuis l'indépendance). En légiférant dans ce domaine, l'État a cherché à mettre de la cohérence dans un secteur sensible, compte tenu de son impact sur le développement économique et social, et où son implication demeurait prépondérante, y compris dans les concessions municipales (approbation des tarifs, participation au financement des investissements).

La SEEG, déjà concessionnaire dans le dispositif de pluriconcessions précédent, a été désignée concessionnaire exclusif en application de cette loi sur l'ensemble du territoire national et pour une durée de 30 ans.

Le contrat de concession, conclu le 10 août 1993, est de type classique, avec des cahiers des charges précisant les conditions techniques de gestion des services. Seule particularité, toute implantation nouvelle est financée par l'État, le concessionnaire assurant, avec ses ressources, les autres charges de la concession (exploitation courante, entretien, renouvellement, renforcement et extensions).

## Présentation du cadre de la privatisation des sociétés publiques

L'idée du désengagement de l'État de la gestion du secteur productif, dans lequel il s'est largement investi après l'indépendance, remonte au milieu des années 1980. La crise économique que connaît le Gabon en 1986, les recettes de l'État étant divisées par deux (le prix du pétrole, principale source de revenus de l'État, est passé de près de 34 US\$ par baril en 1982 à 12,5 en 1986, en même temps que le dollar chutait de 450 à 346 francs CFA<sup>1</sup>), fait

1. 1 euro = 655,957 francs CFA.

apparaître la nécessité d'une plus grande rigueur dans la gestion des finances publiques. Ces dernières sont alourdies par les déficits des sociétés parapubliques que l'État est amené à combler par des subventions de plus en plus importantes.

À cette époque, il n'est pas encore question de privatisation, sauf pour deux secteurs particulièrement sinistrés (assurances et distribution de produits pétroliers). Le maître mot est la restructuration des entreprises; l'instrument utilisé est le contrat-programme avec l'État, fixant des objectifs aux gestionnaires, en contrepartie du respect par l'État de l'autonomie des conseils d'administration et de ses obligations en tant que client.

Après la chute du mur de Berlin et la consécration de la pensée économique libérale, et devant les résultats peu probants des contrats-programmes, l'idée de la privatisation fait son chemin petit à petit; toutefois, elle a du mal à déboucher véritablement, essentiellement pour des raisons dogmatiques et parce que les risques politiques, en contexte de pluralisme, sont réels.

À la suite de la dévaluation du franc CFA, en 1994, le concept de privatisation n'est plus un tabou; il en est de plus en plus question, notamment avec la Banque mondiale et le Fonds monétaire international, compte tenu des difficultés grandissantes que connaissent les finances publiques, qui nécessitent, plus que jamais, le concours des bailleurs de fonds.

Après plusieurs tentatives, une loi fixant les conditions de privatisation des entreprises du secteur public est votée en janvier 1996.

### **Le cadre juridique de la privatisation**

Aux termes de la Constitution gabonaise, le désengagement de l'État de la gestion d'une activité est du domaine de la loi.

C'est ainsi qu'une loi fixant les règles de privatisation des entreprises du secteur public est promulguée le 13 février 1996.

Elle définit le champ d'application de la privatisation en ce qui a trait aux modalités de transfert, désigne les entreprises visées, crée les organes chargés de la privatisation et instaure le principe d'une action ordinaire détenue de plein droit par l'État.

Parmi les modalités de privatisation est prévue la mise en concession privée, sans transfert de la propriété des actifs.

En ce qui a trait aux entreprises concernées, aucune restriction particulière n'est faite. Le gouvernement détermine, chaque année, dans le cadre de la loi des finances, le programme de privatisation fixant les opérations prévues, les modalités retenues, l'évaluation des entreprises, les recettes attendues ainsi que les mesures d'accompagnement, notamment sociales.

Deux organes sont créés par la loi pour gérer les processus de privatisation: une commission interministérielle et un comité technique dont les attributions sont fixées par voie réglementaire.

L'action détenue par l'État peut être transformée, par décret, en action spécifique, pour assurer la protection des intérêts nationaux, chaque fois que cela est nécessaire. Enfin, dans toute opération de privatisation, des titres doivent être réservés aux porteurs gabonais et, en priorité, aux salariés des entreprises visées.

### **Déroulement de la mise en concession des services de l'eau potable et de l'énergie électrique**

Après la promulgation, en février 1996, de la loi sur la privatisation, le gouvernement a procédé au lancement de la première étape de son programme de privatisation qui concerne, entre autres, la mise en concession privée des services de l'eau potable et de l'électricité.

C'est par un communiqué daté du 11 avril 1996 que le public a été informé de cette décision. Il y est fait mention des objectifs poursuivis et, également, du choix de la Société Financière Internationale (SFI) en qualité de conseiller du gouvernement dans cette opération. Ce communiqué indique que la SFI

va l'assister « en qualité de conseiller, aux fins de réaliser cette mise en concession par un appel d'offres international qui respecte les principes de transparence et de concurrence ». Les objectifs recherchés par cette mise en concession privée sont indiqués dans le communiqué. Ils sont repris ci-après, dans le paragraphe présentant la stratégie.

### **Le calendrier prévisionnel**

Le communiqué fait état du calendrier prévisionnel suivant :

- Diffusion du mémoire d'information: début septembre 1996;
- Appel d'offres: début octobre 1996;
- Ouverture des plis: fin décembre 1996.

### **Détermination de la stratégie**

L'étape essentielle, après le lancement et avec l'appel d'offres lui-même, a été la détermination de la stratégie de la privatisation. Cette étape s'est réalisée entre le mois de mars, date de désignation de la SFI, et juin 1996, et a également fait l'objet d'un communiqué dans la presse. Elle a été mise à profit par le gouvernement pour rappeler et préciser ses objectifs, qui se subdivisent en objectifs politiques et sociaux d'une part et en objectifs économiques et financiers d'autre part.

#### ***Objectifs politiques et sociaux***

- Étendre et améliorer l'accès à l'eau potable et à l'électricité pour l'ensemble des citoyens.
- Désengager l'État de la gestion directe du secteur.
- Limiter le rôle de l'État à la définition des politiques sectorielles et au contrôle du secteur.
- Promouvoir la participation des salariés et des citoyens gabonais à l'actionnariat de l'entreprise.
- Éviter un accroissement du chômage directement lié à la privatisation.
- Organiser la privatisation dans la transparence et la concurrence.

#### ***Objectifs économiques et financiers***

- Désengager au maximum l'État de sa participation financière au développement des infrastructures.
- Attirer des investisseurs stratégiques internationaux capables d'assurer et d'améliorer le service public.
- Réduire le coût du service public.
- Mettre en place une structure tarifaire assurant la rentabilité de l'entreprise et du secteur tout en partageant avec les usagers les gains de productivité.

Un certain nombre de possibilités sont offertes pour atteindre ces objectifs, en ce qui a trait à l'organisation du secteur, au renforcement de la concurrence, aux modalités de gestion, à l'organisation de la tutelle et à l'actionnariat de la société privatisée.

En ce qui concerne l'organisation du secteur, le parti retenu est celui du système intégré en vigueur (activités eau et électricité réunies) en distinguant deux périmètres distincts: (« urbain » et « villageois »). Cette option est préférée à une séparation des activités, un découpage par région (Libreville, Port-Gentil, Franceville et centres isolés) ou un découpage par fonctions techniques (production, transport, distribution). Les motivations principales de ce choix sont la taille modeste du marché et le fait que le système intégré, précédemment en vigueur, a fait ses preuves.

Le périmètre de la concession est constitué par les localités urbaines comprenant toutes les villes d'environ 1 000 habitants et plus, la responsabilité des villages incombant à l'État. En effet, ce dernier peut, en marge de la convention relative aux zones urbaines, passer des contrats spécifiques avec le concessionnaire pour les villages.

La production d'énergie électrique ne fait pas partie de l'exclusivité accordée au concessionnaire dans le périmètre concédé. En effet, l'État prévoit le recours à la concurrence sur ce segment dès lors qu'il devient nécessaire de mettre en place des capacités nouvelles au-delà d'un certain seuil (10 MW). Par contre, le concessionnaire demeure l'acheteur unique.

En matière de modalités de gestion, la concession est préférée à l'affermage, ce dernier allant à l'encontre de l'objectif majeur de désengagement de l'État du financement des infrastructures. À la différence du contrat précédent, la durée est réduite (20 ans au lieu de 30) et l'obligation de résultats dans un certain nombre de domaines sera prescrite au concessionnaire.

Parallèlement, le rôle et l'organisation de la tutelle sont renforcés. Elle est en charge de la définition des règles et des textes à appliquer dans le secteur et assure la maîtrise d'ouvrage des investissements réalisés par l'État (en principe, hors du périmètre de la concession). Ses moyens seront renforcés afin d'assurer un contrôle efficace de la concession sur les plans technique, économique et financier.

En outre, le capital de la société concessionnaire devra être détenu par un actionnaire de référence choisi après appel d'offres, à 51 % au moins. Le personnel participera à hauteur minimale de 5 %, le reste étant proposé aux investisseurs gabonais.

Enfin, le choix est fait de maintenir la SEEG, plutôt que de procéder à sa liquidation et à la création d'une nouvelle société. Cette option présente l'avantage de la simplicité de mise en œuvre et est celle qui, du point de vue du personnel de la société, tout en facilitant la continuité, est susceptible de préserver sa motivation et la sérénité du climat social. Le repreneur rachètera les actions de l'État au sein de la SEEG, avant de procéder à l'augmentation du capital au niveau souhaité.

### Préqualification des candidats

Sur la base de ces options, des critères sont définis pour le choix des candidats, principalement fondés sur leur capacité à assurer le service et à apporter les capitaux nécessaires au financement du développement. Plus de 60 entreprises sont approchées dans le monde par la SFI en vue de les intéresser à l'opération. Quatorze d'entre elles demandent et reçoivent le mémoire d'information. Et seulement quatre entreprises ont fait part de leur intérêt. Il s'agit de :

- Le groupe CGE, en association avec ESB<sup>2</sup> International ;
- ELYO, filiale de la Compagnie Lyonnaise des eaux ;
- SAUR International, filiale du groupe Bouygues ;
- TRACTEBEL, distributeur d'électricité en Belgique.

Toutes les quatre sont préqualifiées pour prendre part à l'appel d'offres.

### Déroulement de l'appel d'offres

L'appel d'offres a été lancé le 30 septembre 1996. Le document de base de cet appel d'offres est un projet de contrat de concession définissant les conditions économiques, techniques et financières de la concession et sur lequel réagit chacun des candidats.

Des discussions ont eu lieu pendant plus de quatre mois et c'est en février 1997 que le contrat, dans sa version définitive, est remis aux trois candidats restés en lice<sup>3</sup>. Les offres des candidats comportaient deux parties : une offre technique décrivant le projet industriel des candidats et une offre financière proposant un rabais tarifaire cohérent avec le projet industriel.

### Choix du repreneur

La remise des offres a eu lieu le 20 mars 1997 et a été immédiatement suivie de l'ouverture des offres techniques. Le dépouillement des offres techniques s'est déroulé jusqu'au 24 mars, date à laquelle, après qu'on eut déclaré les offres techniques des trois candidats recevables, les offres financières ont été ouvertes.

C'est l'offre du groupe CGE (aujourd'hui filiale de VEOLIA Environnement) qui est retenue, le rabais proposé (17,25 %) étant le plus important, contre 11,5 % et 5,8 % pour les deux autres candidats.

2. Electricity Supply Board of Ireland, producteur national d'électricité en Irlande.

3. Le candidat belge TRACTEBEL s'étant, dans l'intervalle, désisté.

## Réalisation de la privatisation

Une fois le repreneur choisi, les conditions de la réalisation de la privatisation sont mises en place. Tout d'abord, on a défini les actes réglementaires, soit:

- a) le décret autorisant la cession des actions de l'État;
- b) le décret désignant la SEEG en qualité de concessionnaire.

Cette étape se réalise dans l'intervalle entre la désignation du groupe CGE et la date retenue pour la réalisation de la privatisation. Le 13 juin 1997, les organes sociaux de la SEEG (assemblée générale et conseil d'administration) se réunissent pour, d'une part, procéder à la restructuration financière (apurement des pertes cumulées et des dettes croisées État/SEEG) et consacrer le changement d'actionnaire majoritaire et, d'autre part, décider de l'augmentation de capital, qui passe de 7 millions (valeur résiduelle après restructuration du bilan) à 15 milliards de francs CFA.

La convention de cession des actions de l'État au sein de la SEEG est signée le même jour, entre l'État et le groupe CGE, ainsi que la convention de concession liant l'État à la SEEG pour une durée de 20 ans, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 1997.

## Finalisation de la privatisation

Le 1<sup>er</sup> juillet 1997, le nouveau contrat entre en vigueur et, de façon simultanée, les tarifs des services offerts par la SEEG baissent de 17,25 %.

Le 28 juillet, le groupe CGE, après les formalités d'usage, libère sa part de capital, 51 %, soit un peu moins de 7,65 milliards de francs CFA. Un appel public à l'épargne, réservé aux investisseurs gabonais, est lancé le 31 octobre, en vue de l'augmentation de capital représentant les 49 % qui leur sont réservés, soit environ 7,35 milliards de francs CFA.

Cette souscription se répartit comme suit:

- 5 % réservés au personnel de la SEEG (actions de catégorie C'); les actions seront réparties équitablement entre tous les candidats. Un prêt plafonné à 400 000 francs CFA, remboursable entre 12 et 48 mois selon les catégories, est consenti à ceux qui le souhaitent;
- 24 % aux personnes physiques gabonaises ou résidant au Gabon (actions de catégorie C);
- 20 % aux personnes morales de droit gabonais (actions de catégorie D).

Au terme de cette opération, les résultats suivants sont enregistrés (tableau 12.1).

Ces résultats font apparaître que:

- globalement, les demandes excèdent largement l'offre, près d'une fois et demie;
- la demande des personnes physiques, hormis le personnel de la SEEG, représente plus de 86 % de l'offre et toutes ces demandes sont satisfaites;
- la demande du personnel de la SEEG excède l'offre de plus de 80 %; l'excédent de l'offre aux autres personnes physiques leur est concédé, permettant de limiter le coefficient de réduction appliqué à cette catégorie;

Nombre d'opérations	Catégories	Titres offerts	Titres demandés	Valeur (MF CFA)	Titres attribués	Valeur (MF CFA)
2443	C	359999	310915	3 109,150	310915	3 109,150
1323	C'	75000	135523	1 354,300	124084	1 240,840
70	D	300000	653205	6 532,050	300000	3 000,000
<b>3836</b>	<b>TOTAL</b>	<b>734999</b>	<b>1 099 643</b>	<b>10 995,500</b>	<b>734 999</b>	<b>7 349,990</b>

N.B.: La valeur de chaque titre est de 10000 francs CFA.



- la demande des personnes morales excède l'offre de plus du double; les faibles demandes (jusqu'à 5 000 titres, soit 50 millions de francs CFA) sont servies en totalité, ce qui permet de satisfaire plus de 80 % des candidats de cette catégorie; une réduction au prorata des demandes est ensuite appliquée sur le solde.

La jouissance des actions est effective depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1998.

### **Présentation des instruments du nouveau cadre institutionnel de la gestion du secteur de l'eau potable et de l'énergie électrique**

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 1997, un nouveau cadre juridique régit la gestion du secteur de l'eau potable et de l'énergie électrique au Gabon. Outre les textes législatifs et réglementaires existants (la loi de 1993 qui fixe le régime juridique et ses décrets d'application) ou rendus nécessaires pour cette opération (le décret désignant le concessionnaire et celui autorisant la cession des actions de l'État au sein de la SEEG), deux documents contractuels constituent les instruments essentiels de gestion du secteur :

- La convention de cession des actions de l'État au sein de la SEEG, liant la République gabonaise au groupe CGE-VIVENDI;
- La convention de concession de service public de la production, du transport et de la distribution de l'eau potable et de l'énergie électrique entre la République gabonaise et la SEEG.

### **La convention de cession des actions**

Il s'agit de l'acte qui consacre le désengagement de l'État de la gestion de la SEEG. Il convient de rappeler que le parti retenu est le maintien de la SEEG comme exploitant du service, au lieu de la création d'une nouvelle société. Avant le 13 juin 1997, le capital de la SEEG est détenu à 64 % par l'État, le reste étant réparti entre des industriels et des banques gabonaises. Pour faciliter le transfert ultérieur, l'État

a racheté aux actionnaires minoritaires leurs actions au sein de la SEEG. Cette acquisition s'est opérée avant le 13 juin 1997, date de la signature de la convention entre l'État et le groupe CGE à la valeur nominale, soit de 10 000 francs CFA par action.

Outre qu'elle fixe les modalités de cession des actions, la convention définit les obligations des parties dans le cadre d'opérations ultérieures à ladite cession. Parmi ces opérations figurent :

- le traitement des emprunts de la SEEG;
- l'action spécifique;
- l'augmentation de capital;
- la participation des salariés au capital;
- la participation du public gabonais au capital.

Les emprunts antérieurement contractés par la SEEG pour le financement des biens de retour sont transférés à la République gabonaise dans le cadre de la compensation globale opérée entre l'État et la SEEG. Cette compensation prend en considération, outre lesdits emprunts, les dettes respectives courantes (impôts et taxes non acquittés et consommations d'électricité et d'eau non payées) et celles nées de la résiliation à l'amiable de la convention de concession de 1993 (solde des provisions de renouvellement et caducité non amortie).

En préalable à cette cession d'actions, le capital de la SEEG a été restructuré par une augmentation de capital réalisée par incorporation d'une avance faite par l'État pour le financement de biens de retour, celle de réserves de retraitement et d'un écart de réévaluation. Ces opérations ont été immédiatement suivies d'une réduction du capital par apurement d'une partie du report à nouveau négatif (plus de 60 milliards). Au bout du compte, le capital restructuré passe de 196 500 à 700 actions de 10 000 francs CFA chacune.

La cession porte alors sur ces 700 actions, moins une qui continue d'être détenue par l'État. Cette action est transformée par décret en action spécifique qui confère à l'État des droits particuliers :



- Désignation de deux représentants au conseil d'administration de la SEEG, sans voix délibérative;
- Agrément de modifications substantielles de la géographie du capital et de celles tendant à ôter la majorité au groupe CGE;
- Droit éventuel de *veto* en cas de cession de certains biens de reprise.

C'est dans cette convention que sont définies les modalités de l'augmentation du capital de 7 millions à 15 milliards décidée par l'assemblée générale des actionnaires. Le groupe CGE s'engage à souscrire, dans des délais convenus, environ 51 % du capital<sup>4</sup> et à renoncer à son droit préférentiel pour permettre aux investisseurs gabonais de souscrire 734 999 actions.

La participation des salariés de la SEEG est fixée à au moins 5 % du capital. Des conditions de prêt sans intérêt leur seront consenties pour favoriser la souscription.

Le public gabonais, de son côté, pourra participer à un appel public à l'épargne pour l'acquisition de 659 999 actions, dans les conditions fixées dans la convention de cession des actions. Trois cent mille actions sont réservées aux personnes morales de droit gabonais, et le reste aux personnes physiques autres que le personnel.

Le groupe CGE s'engage également à racheter les actions qui ne seraient pas souscrites par le public gabonais au terme de l'appel public à l'épargne.

De son côté, la République gabonaise prend un certain nombre d'engagements, notamment en vue de l'aboutissement de l'opération, et assure la garantie du passif (fiscal, douanier et social) qui pourrait se révéler après la conclusion de l'opération.

### **Convention de concession de service public**

Elle constitue le document principal de la gestion des services d'électricité et d'eau. Il s'agit d'un instrument de portée permanente qui, avec les cahiers des

charges qui lui sont annexés, définit les éléments d'organisation et de fonctionnement du service public concédé.

Ce document traduit, autant que possible, les objectifs poursuivis par la République gabonaise dans sa volonté de désengagement de la gestion du service public. Il est le résultat des discussions qui ont eu lieu, préalablement à la remise des offres, avec les différents candidats à la privatisation de la SEEG.

À la convention proprement dite sont annexés trois cahiers des charges – un commun à l'électricité et à l'eau, un autre pour l'électricité et un dernier pour l'eau – qui précisent les conditions techniques d'exploitation des services.

Avant d'examiner les points originaux de chacun de ces documents, il est intéressant de préciser une particularité de la convention qui a été signée entre la République gabonaise et la SEEG: il s'agit de l'obligation de résultats au regard d'un certain nombre de points:

- Augmentation de la desserte;
- Qualité du service;
- Montant des opérations de renouvellement.

Habituellement, les conventions de concession comportent des obligations de moyens à mettre en œuvre pour assurer le bon fonctionnement des services, comme c'était le cas dans la convention d'août 1993. Dans la présente, non seulement des objectifs sont fixés sur la base d'une batterie d'indicateurs, mais des sanctions sont prévues, y compris pécuniaires en cas de non-atteinte des objectifs.

#### ***La convention de concession***

Ce document contient, d'une manière classique, des dispositions sur les éléments généraux de la concession, la définition des différents biens concourant à la concession, le régime financier et comptable applicable, notamment les tarifs et la fiscalité, le contrôle des services concédés et la fin de la concession. Nous proposons de nous arrêter sur les aspects liés au périmètre de la concession, à la production indépendante d'électricité, à la tarification et au contrôle.

4. Cela représente exactement 764 301 actions de 10 000 francs CFA chacune.

Le périmètre de la concession est constitué par les zones géographiques où la SEEG gère les services concédés au début du contrat, auxquelles a été ajoutée une liste de localités figurant dans le cahier des charges partie commune (21 en électricité et 30 en eau). Ce choix permet d'assurer l'extension de la desserte à l'intérieur du pays vers des localités de faible importance.

La production d'énergie électrique ne fait pas partie des services concédés à titre exclusif sur le périmètre de la concession. On peut faire appel à la production indépendante chaque fois que les besoins de capacité additionnelle nécessitent un ouvrage de puissance égale ou supérieure à 10 MW. Les conditions de définition, de construction et d'exploitation d'un tel ouvrage sont fixées dans la convention. En particulier, il est précisé que la SEEG est l'acheteur unique et qu'elle doit répercuter les incidences du prix d'achat obtenu sur les tarifs des clients des services concédés.

Les tarifs sont fixés dans le cahier des charges, ainsi que les formules de révision trimestrielle. Les indices résultant de cette révision sont soumis à l'autorité concédante, 15 jours avant l'application des nouveaux tarifs. Par ailleurs, le principe d'une modulation tarifaire est fixé au contrat. Cette modulation permet, en fonction de l'évolution des modes de production, notamment, d'apporter des modifications aux tarifs appliqués. Ces modifications ne sont pas limitées en cas de baisse. Par contre, en cas d'augmentation, des limites sont fixées en fonction des zones géographiques et de la nature des clients, étant entendu que de telles modifications ne doivent pas entraîner une augmentation des recettes du concessionnaire, à volume vendu donné. Des clauses prévoient les cas de bouleversement des conditions économiques ou des conséquences d'une volonté de l'autorité concédante tendant à modifier l'économie de la concession : dans ces cas, les parties conviennent de se rapprocher pour examiner les solutions à apporter.

L'autorité concédante assure le contrôle économique, financier et technique de la concession, dans

des conditions fixées au contrat, soit par elle-même, soit par toute personne de son choix. Ce contrôle s'applique également aux comptes de la société. Un rapport annuel est produit selon un format défini dans la convention, contenant des éléments financiers, techniques et de gestion. De plus, tous les cinq ans, les parties conviennent de se revoir pour évaluer les conditions de fonctionnement de la concession et examiner, le cas échéant, les modifications à apporter au contrat, y compris dans le domaine tarifaire.

### *Le cahier des charges partie commune*

Il s'agit du cahier des charges qui traite des aspects communs aux deux activités, eau et électricité. Il contient les principes généraux de l'exploitation des services (continuité et adaptabilité des services, égalité de traitement des usagers) et définit le régime des travaux, les critères de qualité des services concédés ainsi que les rapports avec les usagers. Nous examinerons plus particulièrement les aspects liés aux objectifs de desserte et au règlement des services concédés.

L'augmentation du taux de desserte est un souci constant de l'autorité concédante. Un taux a été fixé pour chacune des zones géographiques principales (Libreville, Port-Gentil, Franceville et les centres isolés) dans le but de ne pas diluer les petits centres dans les résultats des plus grands. Le taux de desserte est défini, pour chaque zone géographique donnée, comme le rapport du nombre des usagers desservis directement à la population de la zone. Sont exclus de l'assiette les usagers indirects (alimentés par les voisins ou s'alimentant aux fontaines publiques pour l'eau). Sa détermination nécessite de connaître les chiffres de population des zones géographiques. Il a été prévu à cet effet de procéder à des enquêtes démographiques, en dehors des périodes de recensement. À la signature du contrat, des objectifs ont été fixés, d'abord pour l'an 2000, puis par période quinquennale. Des ajustements sont possibles lors des étapes intermédiaires en fonction des résultats observés, sans qu'il soit possible de remettre en cause l'objectif pour la dernière année. Un suivi annuel a été prévu en l'an 2000 et au-delà, ainsi que des

sanctions en cas de non-réalisation des objectifs quinquennaux fixés ou convenus.

Le règlement des services concédés rassemble, pour les usagers et les abonnés, les règles administratives, techniques et juridiques de la fourniture de l'eau et de l'énergie électrique. Il décrit notamment le régime des abonnements, les dispositions techniques relatives aux branchements et aux systèmes de comptage et de contrôle, les conditions de paiement par les abonnés, les pénalités et toute autre stipulation qui s'applique aux abonnés. Un extrait du règlement, remis à chaque abonné au moment de la signature de l'abonnement, explicite les droits et obligations réciproques des usagers, des abonnés et du concessionnaire en matière de services concédés. Le règlement doit pouvoir être consulté à tout moment par les abonnés ou les usagers dans les bureaux du concessionnaire.

#### *Les cahiers des charges partie électricité et partie eau*

Chacun de ces deux documents précise les aspects propres aux activités électricité et eau. Il définit notamment les notions de périmètre d'électrification ou d'adduction d'eau de chaque zone géographique ainsi que les normes de fourniture propres à chaque activité.

### **Relations entre l'autorité concédante et le concessionnaire**

#### **Parties au contrat**

Les parties signataires de la convention de concession sont l'autorité concédante et le concessionnaire.

L'autorité concédante est représentée par le ministre chargé de l'eau potable et de l'énergie électrique et le ministre chargé des finances et de l'économie. Cette double représentation est motivée par le processus de privatisation, dont la responsabilité incombe au ministre chargé des finances et de l'économie.

Au cours de la phase de fixation des options stratégiques, la création d'un organe de contrôle de la

concession, indépendant de l'Administration, avait été envisagée. Cette solution n'a pas été retenue, compte tenu du contexte et des pratiques antérieures. Le ministre chargé de l'eau potable et de l'énergie électrique est amené à s'impliquer dans le suivi de l'activité, en raison des problèmes, essentiellement politiques, que continuent de poser l'électrification et l'adduction d'eau dans les localités de l'intérieur. Par ailleurs, les services techniques du ministère chargé de l'eau potable et de l'énergie électrique, qui assuraient la tutelle technique de la SEEG avant la privatisation, disposent de ressources à cet effet dont la réorientation n'était pas évidente. Ajoutée aux services du ministère des Finances, la création d'une entité nouvelle ne pouvait qu'augmenter le nombre des interlocuteurs dans un contexte d'abondance relative.

À l'heure actuelle, la représentation courante de l'autorité concédante est assurée par la Direction générale de l'énergie et des ressources hydrauliques. C'est elle qui reçoit l'ensemble de la correspondance liée aux relations contractuelles et est habilitée à saisir le concessionnaire. Dans le contexte qui prévaut, d'autres interventions demeurent cependant possibles, de la part du cabinet du ministre chargé de l'eau potable et de l'énergie électrique ou de celui du ministre des Finances, voire du comité de privatisation.

La représentation du concessionnaire, elle, est assurée par la direction générale de la SEEG.

#### **Nature des engagements**

La convention de concession et ses annexes contiennent les sujets qui constituent la substance des relations entre l'autorité concédante et la SEEG. Ces relations sont fondées sur les engagements des parties, des engagements à réaliser dans des délais convenus, des engagements périodiques – en général à l'année – et, enfin, des engagements à réaliser en permanence.

Parmi les engagements à réaliser dans des délais convenus, on peut citer des documents à produire à la suite de la signature du contrat en vue de le finaliser, tels les procédures internes de passation des marchés

(3 mois), le projet de règlement des services (6 mois), l'inventaire des biens de retour (12 mois), etc.

Les engagements périodiques sont constitués essentiellement des comptes rendus annuels des programmes prévisionnels et de la gestion. De la même manière, les révisions trimestrielles des tarifs font l'objet d'échanges réguliers. Viendra ultérieurement le suivi de l'évolution des taux de desserte. Parmi les engagements à réaliser en permanence se trouvent l'obligation en matière d'assurances des biens de la concession, le respect des normes de service et la réalisation des investissements de renouvellement<sup>5</sup>.

En plus des échanges sur la gestion du contrat, les deux parties se rencontrent périodiquement pour harmoniser leurs points de vue sur les divers sujets. Des groupes homogènes vont être constitués de part et d'autre pour faciliter et accélérer les contacts, en fonction des sujets à traiter. Il est également projeté d'organiser, au bénéfice des agents de l'autorité concédante et du concessionnaire, des séminaires de formation sur le régime de concession.

### Financement du contrôle

Les frais de fonctionnement des services de l'autorité concédante qui assurent le contrôle de la concession sont financés par le budget de l'État, dans le cadre de la Loi de finances. En complément de ce financement normal, la convention prévoit que soit mise à la disposition de l'autorité concédante une fraction du chiffre d'affaires réalisé par la SEEG. Cette fraction est de 0,2 % pour une année normale et de 0,5 % pour les années qui nécessitent une revue de type quinquennal.

5. Il est prévu que le concessionnaire réalise des investissements d'au moins 100 milliards de francs CFA constants sur 20 ans.

## Quelques éléments, après quatre ans et demi d'activité du concessionnaire

### Actionnariat et gestion

À la date du 31 décembre 2002, la géographie de l'actionnariat est conforme aux objectifs qui avaient été fixés au départ, comme l'indiquent les données suivantes :

- CGE: 51 % des actions;
- Investisseurs gabonais: 49 % des actions, dont:
  - Personnes morales: 26,3 %;
  - Personnel SEEG: 4,3 %;
  - Autres personnes physiques: 18,3 %.

La répartition de cet actionnariat se traduit comme suit au sein du conseil d'administration :

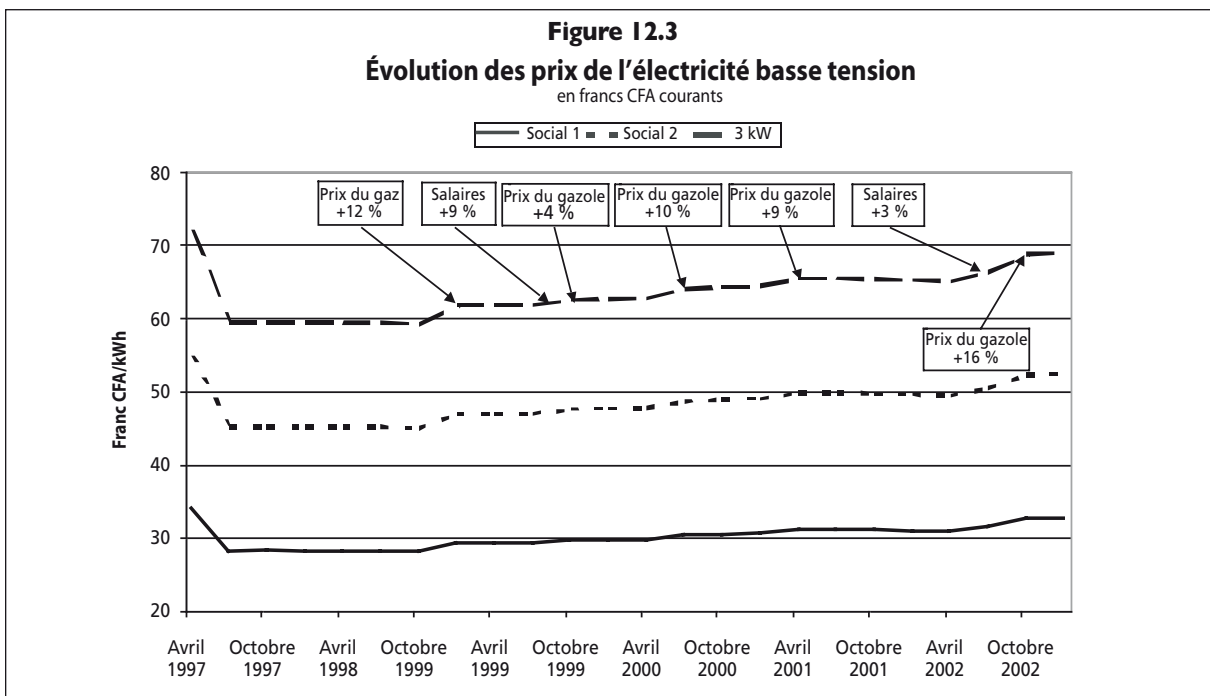
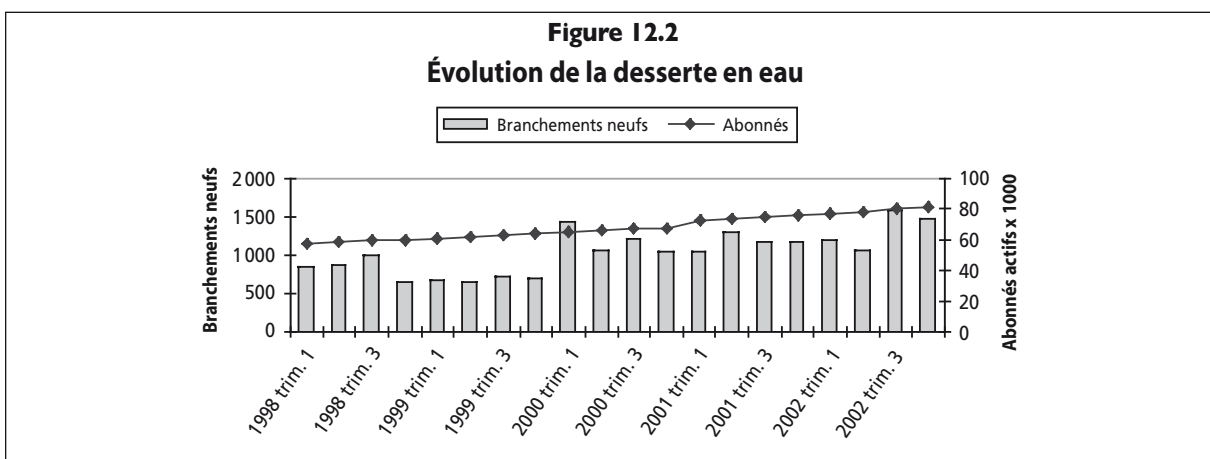
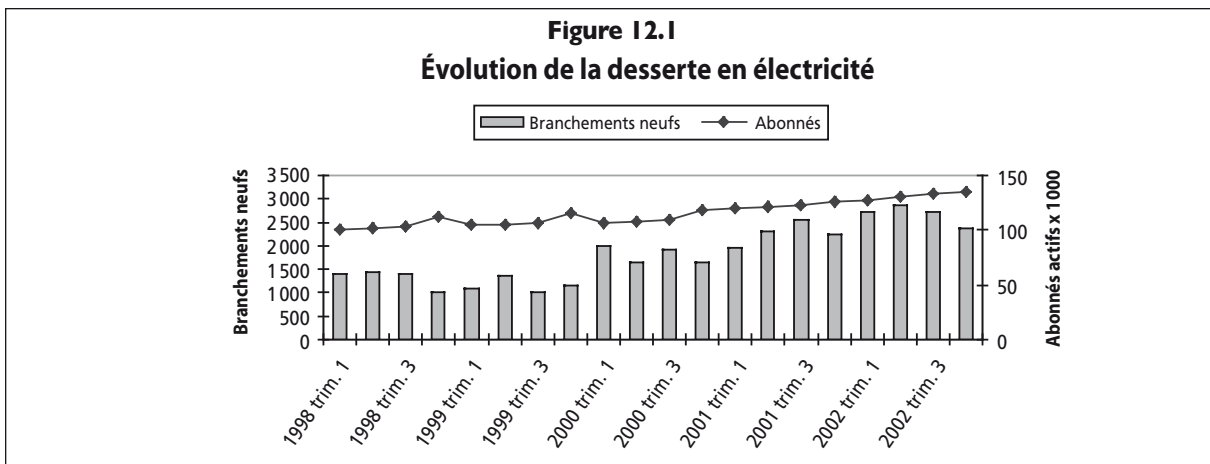
- CGE: six administrateurs;
- Autres investisseurs: trois administrateurs;
- Représentants de l'État avec voix consultative: deux personnes.

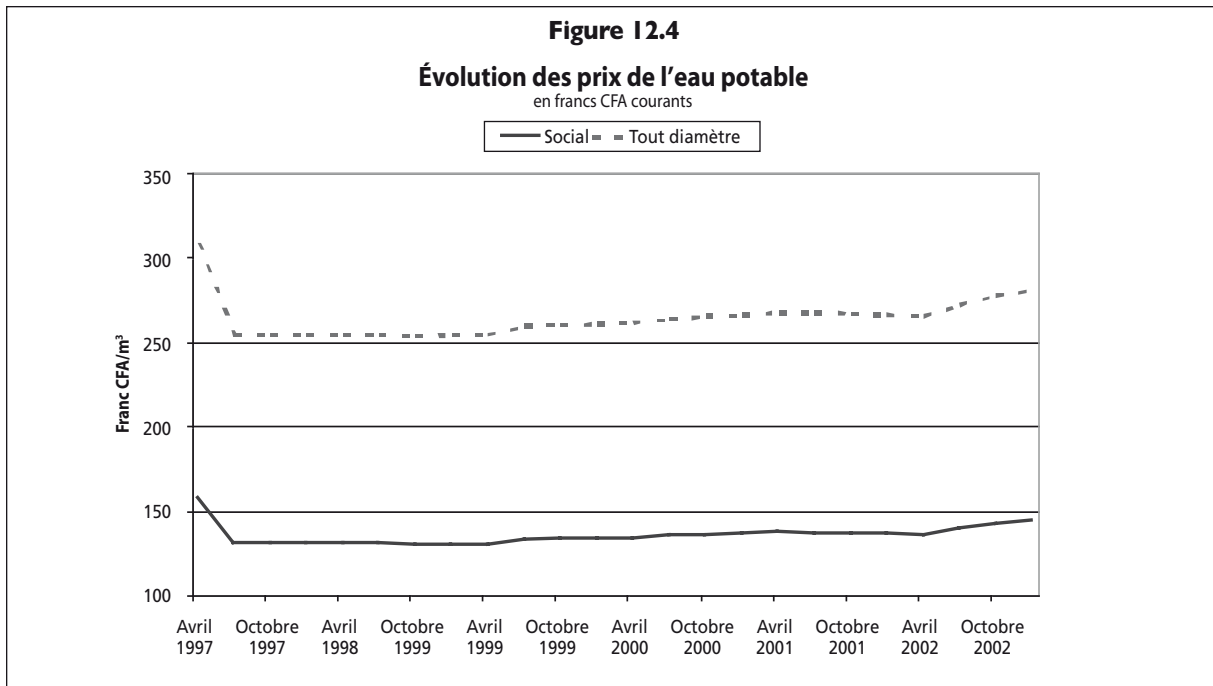
Il est à noter que l'activité exercée par le concessionnaire a donné lieu à des versements de dividendes qui se sont élevés à 650 francs CFA bruts par action au titre des résultats de 1998, et qui ont évolué régulièrement pour atteindre 3 000 francs CFA par action pour l'exercice 2002.

### Services aux clients

Les services aux clients ont été sensiblement améliorés, comme l'indiquent les indicateurs suivants :

- évolution du taux de desserte en électricité (branchements neufs et abonnés actifs) (figure 12.1);
- évolution du taux de desserte en eau (branchements neufs et abonnés actifs) (figure 12.2);
- évolution des prix de l'électricité en basse tension (figure 12.3);
- évolution des prix de l'eau potable (figure 12.4).





## Investissements

Le concessionnaire a réalisé et autofinancé au cours des années 1997 à 2002 des investissements qui s'élèvent à plus de 115 milliards de francs CFA. Ces opérations ont concerné l'extension et le renforcement des capacités, ainsi que la fiabilisation et la remise à niveau technique des installations. Les principales réalisations ont été la construction d'une centrale thermique et d'une nouvelle station de traitement d'eau potable à Libreville, ainsi que l'électrification et l'adduction d'eau potable au profit de nouveaux centres isolés.

## Conclusion

La mise en concession privée du secteur de l'eau potable et de l'énergie électrique au Gabon est qualifiée de réussite dans son ensemble par les observateurs, tant pour sa phase de préparation que pour son aboutissement.

Un certain nombre de facteurs ont permis cette réussite :

- Tout d'abord, la volonté clairement affichée des pouvoirs publics pour le désengagement de l'État de la gestion du secteur. Tout au long du processus,

les décisions qui devaient être prises l'ont été dans les délais requis. De plus, le souci de transparence a mené à informer le public régulièrement des choix opérés, ce qui a grandement facilité l'acceptation de l'opération.

- Ensuite, le recours à la SFI, dont les compétences sont admises et les qualités de neutralité et de rigueur reconnues, a permis un déroulement sans difficultés particulières. Par son implication, la SFI a apporté sa caution à cette opération, notamment sur le plan de la transparence.
- Enfin, l'adhésion sans faille de la société au changement a été un facteur déterminant. La préparation préalable, relativement aux actions de restructuration, à la sensibilisation et à l'information du personnel, a permis l'aboutissement final du processus sans traumatismes ni difficultés majeurs.

L'intérêt suscité par l'opération auprès d'importants investisseurs internationaux du secteur a apporté la confiance et sécurisé l'ensemble des acteurs, au premier rang desquels figure le gouvernement. Le corollaire de tout ce qui précède a été l'adhésion du public gabonais, qui a massivement souscrit à l'appel public à l'épargne en vue de l'augmentation de



capital, faisant de la SEEG la première entreprise du pays qui comporte un actionnariat aussi diversifié.

Il reste que, pendant les 20 années du contrat, les engagements pris par les parties doivent être respectés, autant pour le bénéfice des usagers des services de l'eau potable et de l'énergie électrique du pays que pour celui des actionnaires de la SEEG.

# La restructuration du secteur électrique au Mali

Amadou TANDIA

Président-directeur général, Agence Maritime pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (AMADER), Bamako, Mali

## Aperçu du Mali

La République du Mali est un pays continental et intertropical situé entre 11° et 14° de latitude Nord, au Sahel, en plein cœur de l'Afrique de l'Ouest. Le Mali partage ses frontières avec sept autres pays : l'Algérie, la Mauritanie, le Sénégal, la Guinée, la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso et le Niger.

Le Mali a une superficie de 1 241 000 km<sup>2</sup> et une population estimée à 12 millions d'habitants en 2002. Près de 80 % de cette population vit de l'agriculture dans le milieu rural.

La mise en valeur des ressources naturelles et la transformation des potentialités de développement constituent les défis majeurs à relever pour l'amorce d'un véritable développement durable du Mali.

Le pays s'est engagé sur la voie de la démocratie et de la décentralisation, depuis 1991 et 1995 respectivement.

Le gouvernement s'est engagé dans un programme global de réforme économique visant à atteindre une croissance accélérée avec la participation du secteur privé.

Le gouvernement a également adopté une Stratégie Nationale de Lutte Contre la Pauvreté qui fixe le cadre de référence pour tous les programmes sectoriels et multisectoriels.

## Situation du secteur de l'énergie

Le secteur de l'énergie au Mali se caractérise essentiellement par :

1. La faiblesse des consommations moyennes par habitant (l'équivalent de 350 kg de pétrole/habitant/an) ;
2. La forte dépendance vis-à-vis des produits pétroliers importés (près de 9 % de la consommation finale du bilan énergétique) ;
3. L'importance excessive de la consommation des combustibles ligneux dans le bilan énergétique national (90 %), avec son corollaire de déforestation ;
4. La faiblesse de la consommation d'électricité dans le bilan énergétique national (1 %) avec un taux de desserte d'environ 10 % ;
5. La faible utilisation des potentialités des sources d'énergies nationales, notamment en hydroélectricité (250 MW sur un potentiel d'environ 1 050 MW), en énergie solaire (3,5 à 5 kWh/m<sup>2</sup>), tout comme en énergie éolienne (3 à 6 m/s de vent) ;
6. Le gaspillage énergétique dans un contexte de rareté et de cherté des ressources.

## Organisation actuelle du secteur de l'énergie

Au Mali, le secteur de l'énergie est géré par trois départements ministériels.

1. Le secteur est principalement géré par le Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau (MMEE), par l'intermédiaire de la Direction Nationale de l'Énergie (DNE), du Centre National de l'Énergie Solaire et des Énergies Renouvelables (CNESOLER), un service rattaché à la DNE, de l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (AMADER), et de l'Agence Malienne de Radioprotection (AMARAP).

Le MMEE est chargé de la définition et de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, ainsi que de la planification, du contrôle et de la coordination des activités du secteur. Il gère précisément les sous-secteurs de l'électricité, des énergies renouvelables, des énergies domestiques et de l'électrification rurale.

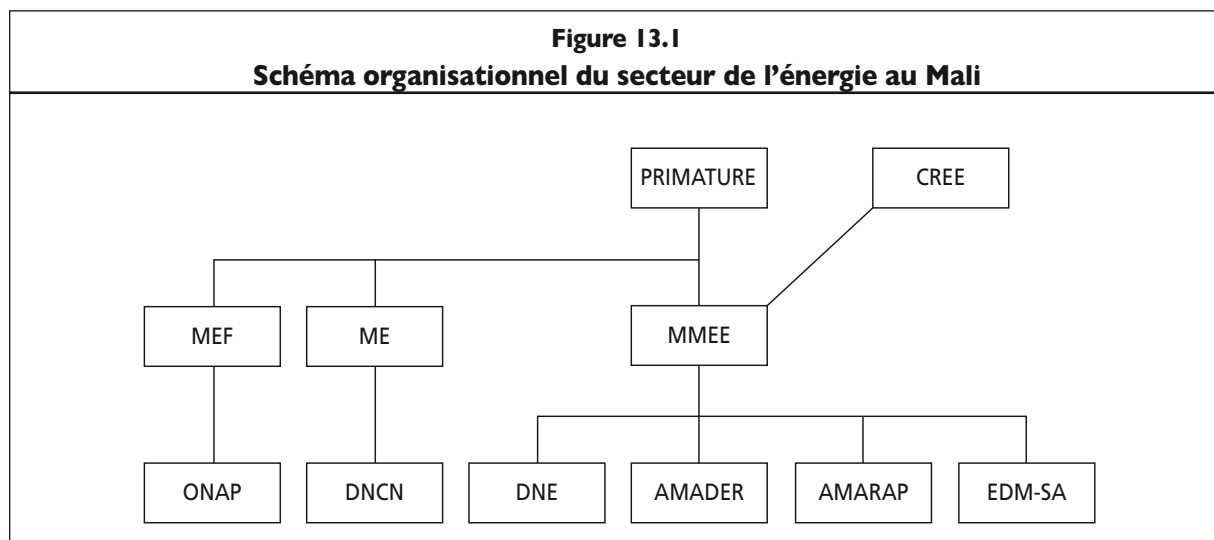
2. Le Ministère de l'Économie et des Finances (MEF) est chargé, par l'intermédiaire de l'Office National des produits Pétroliers (ONAP), de la

politique d'approvisionnement et de stockage des produits pétroliers. Il assure également la réglementation, le contrôle et la fixation des tarifs des produits pétroliers.

3. Le Ministère de l'Environnement est chargé, à travers la Direction Nationale de la Conservation de la Nature (DNCN), de la définition et de la mise en œuvre de la politique environnementale nationale du contrôle et de la réglementation de la production du bois de feu et du charbon de bois. Le suivi technique et la coordination de l'ensemble des activités du sous-secteur des combustibles ligneux relèvent toutefois de la compétence de l'AMADER.

La Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE), organe indépendant placé auprès de la Primature, est chargée de la régulation du secteur de l'électricité et du service public de l'eau potable dans les centres urbains. La société Énergie du Mali (EDM-SA) est le concessionnaire du service public de l'électricité et de l'eau potable.

Il n'existe donc pas au Mali, à l'heure actuelle, d'instance administrative unique chapeautant l'ensemble du secteur de l'énergie.



## Historique des réformes du sous-secteur de l'électricité

Après son accession à l'indépendance, le 22 septembre 1960, l'État malien a accordé, le 17 janvier 1961, une convention de concession de la production et de la distribution d'énergie électrique et d'eau sur le territoire de la République à une société dénommée « Énergie du Mali » (EDM), dont l'État détenait 55 % du capital social, part qui sera successivement portée à 94 %, à 97,2 % puis à 100 % et, actuellement, à 40 %.

L'État a par la suite adopté le décret n° 128 du 30 mars 1961 portant sur l'organisation du Service de l'Hydraulique et de l'Électricité chargé, entre autres, d'assurer le contrôle technique des travaux ou services, concédés ou non, et gérés par les collectivités locales ou par des sociétés d'économie mixte ou d'État. Outre ses compétences dans le secteur de l'eau, ce service est chargé également des études et travaux relatifs à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Il prendra plus tard l'appellation de « Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Énergie » (DNHE), avec l'extension de ses compétences aux autres sous-secteurs de l'énergie, notamment les énergies renouvelables.

Rapidement, ces dernières années, le cadre législatif, réglementaire et contractuel des deux secteurs de l'électricité et de l'eau va cependant notablement évoluer pour s'adapter, certes, à la nouvelle politique de développement décidée par l'État, mais également pour pallier les carences de gestion de nombre d'acteurs et l'imprécision de certains textes qui les régissent.

À la suite de la rupture du contrat de la Délégation Globale et Temporaire de la Gestion (DGG) de l'EDM, décidée lors de son conseil d'administration du 11 février 1998 (deux ans seulement après sa conclusion), le Conseil des Ministres en sa session ordinaire du 25 mars 1998, après analyse de la situation de la société Énergie du Mali et celle du secteur de l'électricité en particulier, a adopté une série de mesures visant à réformer le secteur de l'électricité et à procéder au redressement financier de l'EDM.

La série de mesures s'inscrit dans le cadre d'un programme global de réforme économique du gouvernement visant à atteindre une croissance accélérée avec la participation du secteur privé. Ce programme est basé sur :

- le désengagement de l'État des activités productives et la privatisation des entreprises publiques ;
- l'amélioration de l'environnement pour les affaires ;
- la modernisation des procédures administratives du secteur public et la mise en place de nouveaux cadres législatifs et réglementaires dans les secteurs socio-économiques du pays, en vue de créer les conditions favorables à la participation du secteur privé.

Les grands principes à la base de la réforme sectorielle de l'électricité et de l'eau visent effectivement à :

- recentrer le rôle de l'État sur les fonctions de définition des politiques sectorielles d'électricité et d'eau ;
- créer un organe de régulation ;
- transférer les activités opérationnelles au secteur privé, en créant les conditions pour que ce transfert soit possible et attractif.

Le gouvernement du Mali, dans sa *Lettre de Politique Sectorielle de l'Électricité et de l'Eau Potable*, datée du 10 novembre 1999, définit les actions à mener pour l'atteinte des objectifs qu'il s'est fixés, à savoir :

- a) l'ouverture à la compétition des secteurs électricité et eau ;
- b) la privatisation de la société EDM ;
- c) la restructuration des secteurs électricité et eau, incluant notamment la dislocation de la Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Énergie en deux nouvelles directions ainsi que la mise en place d'un organe national de régulation multisectoriel ;
- d) la mise en œuvre d'un Programme d'Électrification Rurale et d'un Programme d'Adduction d'Eau Potable dans les centres secondaires.

## Cadre législatif et réglementaire du sous-secteur de l'électricité

Le nouveau cadre législatif et réglementaire mis en place a porté sur les textes suivants:

- Loi n° 99-009 du 22 mars 1999 autorisant la cession d'une part du capital détenu par l'État dans la société Énergie du Mali (EDM-SA);
- Ordonnance n° 00-019/P-RM du 15 mars 2000 portant sur l'organisation du secteur de l'électricité et son décret n° 00-184/P-RM du 14 avril 2000 fixant ses modalités d'application;
- Ordonnance n° 00-020/P-RM du 15 mars 2000 portant sur l'organisation du service public de l'eau potable et son décret n° 00-183/P-RM du 14 avril 2000 fixant ses modalités d'application;
- Ordonnance n° 00-021/P-RM du 15 mars 2000 portant sur la création et l'organisation de la Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE) et son décret n° 00-185/P-RM du 14 avril 2000 fixant ses modalités d'application.

Au sujet de la privatisation de la société Énergie du Mali (il conviendrait de parler plutôt « d'ouverture de son capital » à un Partenaire Stratégique à hauteur de 60%), en plus de la modification de ses statuts pour leur mise en conformité avec l'Acte Uniforme de l'Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires (OHADA) et faute de la création de deux sociétés distinctes pour les activités d'eau potable et d'électricité, on peut retenir les principaux textes suivants:

- Le décret n° 00-576/P-RM du 22 novembre 2000 portant sur l'approbation du contrat de cession de 60% des actions de la société EDM-SA au groupe SAUR International/IPS-WA, signé à Bamako, le 15 novembre 2000;
- Le décret n° 00-580/P-RM du 22 novembre 2000 portant sur l'approbation du contrat de concession du service public de l'électricité;

- Le décret n° 00-581/P-RM du 22 novembre 2000 portant sur l'approbation du contrat de concession du service public de l'eau potable.

L'opération de privatisation de l'EDM-SA a consisté en:

- l'inventaire et en la réévaluation des installations d'électricité et d'eau existantes;
- le retraitement du bilan et sa réévaluation;
- la définition des périmètres des concessions;
- l'établissement d'un plan d'affaires pour 20 ans;
- la mise en place d'un organe national de régulation multisectoriel (eau et électricité), la Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE);
- la création de la Direction Nationale de l'Énergie.

Le dernier acte posé dans le cadre de la réforme porte sur la création récente de l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (AMADER), par la loi n° 03-006 du 21 mai 2003 et le décret n° 03-226/P-RM du 30 mai 2003, qui fixent son organisation et définissent ses modalités de fonctionnement.

La mission de l'AMADER porte sur la maîtrise de la consommation de l'énergie domestique et le développement de l'accès à l'électricité des populations en milieu rural et périurbain. Elle assure également le rôle de régulateur dans son domaine d'intervention.

L'exécution et l'exploitation des systèmes d'électrification rurale, à l'exclusion des projets pilotes, seront entièrement la responsabilité du secteur privé. À ce sujet, il existe actuellement en activité deux Sociétés de Services Décentralisés d'Électricité (SSD) et plusieurs petits opérateurs privés disséminés çà et là dans le pays.

La création de l'AMADER permet aussi de poursuivre le projet « Stratégie Énergie Domestique » lancé en 1996.

## Libéralisation du sous-secteur électrique

L'organisation actuelle du sous-secteur de l'électricité est notamment caractérisée par :

### *La suppression immédiate de toute forme de monopole pour la fourniture de l'électricité*

«Les activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente d'électricité sur le territoire du Mali peuvent être assurées sans discrimination par toute personne physique ou morale, de droit privé ou public, de nationalité malienne ou étrangère, selon les modalités fixées par l'ordonnance et les textes pris pour son application<sup>1</sup>.

### *L'ouverture du capital de EDM au privé*

La répartition du capital social de EDM-SA est de 60 % pour le Partenaire Stratégique (groupe SAUR-INTERNATIONAL et IPS-WA) et de 40 % pour l'État du Mali.

EDM privatisée (EDM-SA) est responsable de la fourniture du service public de l'électricité dans les 34 localités qu'elle couvrait déjà dans le cadre de la concession antérieure; elle devrait couvrir 73 autres localités dans 20 ans.

Elle mène cette activité ainsi que celle de l'eau dans 16 villes auxquelles pourraient s'ajouter deux autres localités avec, toutefois, une séparation nette de leur gestion sur les plans technique, comptable et budgétaire à travers deux contrats de concession distincts d'une durée de 20 ans chacun.

EDM-SA a la propriété totale des ouvrages de production, de transport, de distribution ainsi que des autres actifs appartenant à l'État, à l'exclusion des barrages et des équipements de production hydroélectrique, dont la propriété juridique relève de l'État.

L'État, porteur de 40 % du capital de la société, en cédera une partie, au moment qu'il jugera opportun, au personnel et aux privés nationaux et sous-régionaux.

La totalité des agents en activité à EDM a été transférée à EDM-SA, d'où l'absence d'un plan social d'accompagnement.

### *L'ouverture à la concurrence du sous-secteur de l'électricité*

L'ordonnance portant sur l'organisation du secteur de l'électricité a déterminé trois catégories de délégation de gestion du service public (déclaration, autorisation, concession), selon l'usage et le niveau de puissance installée.

L'autoproduction ne constitue pas un service public. Toute personne souhaitant exercer des activités d'autoproduction doit, au préalable, soit disposer d'une déclaration d'autoproduction (pour une puissance supérieure à 50 kW mais inférieure à 250 kW), soit obtenir une autorisation d'autoproduction, pour une puissance supérieure à 250 kW.

L'établissement et l'exploitation d'installations de production thermique d'une puissance installée supérieure à 50 kW et inférieure ou égale à 250 kW ou d'installations de distribution basse tension à partir d'un ou de plusieurs points de transformation moyenne tension – basse tension à des fins de service public sont placés sous le régime de l'autorisation.

Le ministre chargé de l'énergie délivre les autorisations.

L'établissement et l'exploitation de toute installation de production hydroélectrique ou des installations de production thermique d'une puissance supérieure à 250 kW ainsi que de toutes installations de transport ou de distribution dès que celles-ci nécessitent des installations moyenne tension sont placés sous le régime de la concession. Ces concessions sont attribuées par décret pris en Conseil des ministres à l'issue d'une procédure d'appel d'offres dont les modalités sont précisées par une directive de la Commission de Régulation.

1. Lettre de politique sectorielle de l'Électricité et de l'Eau potable, approuvée le 10 novembre 1999.



L'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (AMADER) a vocation à être seule compétente pour gérer l'électrification de toutes les zones dont la puissance n'excède pas 250 kW.

Dans les zones qui ne font pas partie du périmètre concédé à EDM-SA, les collectivités décentralisées et les opérateurs privés (y compris EDM-SA) peuvent ainsi établir des systèmes d'électrification rurale avec l'assistance technique, financière et juridique de l'AMADER, et ce, en conformité avec son manuel de procédures.

## Régulation du sous-secteur de l'électricité

### Par la Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE)

La Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE) est une structure indépendante placée auprès du premier ministre, dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière.

La CREE est composée de cinq membres titulaires d'un diplôme d'études supérieures, à savoir :

- un ingénieur électricien,
- un ingénieur hydraulicien;
- un juriste;
- un économiste spécialisé en matière de tarification;
- un financier.

Ces membres sont nommés pour un mandat de cinq ou six ans renouvelable une fois. La CREE est dirigée par un président élu parmi ses membres pour un mandat de cinq ans.

Dans l'exercice de ses missions, la Commission est assistée par un Secrétariat exécutif composé de personnel technique permanent.

Le Secrétariat exécutif est dirigé par un Secrétaire exécutif, qui assure, entre autres, le secrétariat de la Commission et participe aux réunions de la Commission avec voix consultative. Il dirige et gère le personnel du Secrétariat conformément aux instructions de la Commission et au cadre organique.

### *Missions de la Commission*

La Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau est chargée de la régulation du secteur de l'électricité et du service public de l'eau potable dans les centres urbains. Elle a pour missions de :

- soutenir le développement du service public de l'électricité et de l'eau;
- défendre les intérêts des usagers et la qualité du service public;
- promouvoir et organiser la concurrence entre les opérateurs;
- veiller à l'application de la politique tarifaire.

Concernant cependant les opérateurs et exploitants, le champ d'intervention de la CREE s'étend exclusivement aux :

- concessionnaires d'électricité, et ce, y compris les transactions passées par ceux-ci avec les permissionnaires et autoproducteurs d'électricité;
- gestionnaires délégués du service public de l'eau potable dans les centres urbains.

De façon plus spécifique, la CREE est chargée :

- de l'assistance à l'élaboration de la politique de développement sectoriel;
- du contrôle des appels d'offres et de l'octroi des concessions et des délégations de gestion;
- de l'approbation et du contrôle des tarifs;
- du suivi des transactions entre opérateurs dans le secteur de l'électricité;
- de l'arbitrage des conflits entre opérateurs et entre opérateurs et maîtres d'ouvrages;
- de la défense des intérêts des usagers;
- du contrôle et du suivi des conventions.

### *Pouvoirs de la CREE*

#### *Pouvoirs d'enquête et d'investigation*

- Enquêtes auprès des administrateurs, des personnes physiques ou morales opératrices du secteur.

- Enquête annuelle auprès des usagers pour évaluer la qualité des services.
- Investigations plus larges auprès des administrations, des usagers, des personnes physiques ou morales opératrices du secteur dans le cadre de ses missions de contrôle.

#### *Pouvoirs d'injonction et de sanction des opérateurs*

Pour assurer le bon fonctionnement et la transparence du secteur, la CREE peut procéder à l'identification des contrevenants et à l'application des sanctions prévues par les règlements spécifiques, sanctions prononcées d'office ou à la demande des :

- organisations professionnelles;
- associations d'usagers;
- personnes physiques ou morales opératrices du secteur;

après une mise en demeure adressée à l'auteur du manquement pour qu'il se conforme à la réglementation dans un délai déterminé.

Les décisions ont les caractéristiques suivantes :

- Les décisions prises dans le cadre de ses missions et pouvoirs ne sont susceptibles d'aucune tutelle technique de la part des ministres compétents.
- Les décisions administratives de la CREE sont applicables au plan national et s'imposent aux maîtres d'ouvrages, aux opérateurs et aux usagers dès leur publication dans le *Journal officiel*.
- Les actes, décisions, injonctions et sanctions de la CREE ont le caractère d'actes administratifs et sont susceptibles en tant que tels de recours juridictionnel.

#### *Ressources de la Commission*

Les ressources de la Commission ont été classées en ressources ordinaires et en ressources extraordinaires.

Les ressources ordinaires de la CREE permettent de financer ses charges de fonctionnement constitués de redevances facturées et versées régulièrement à la CREE par les concessionnaires (en l'occurrence

EDM-SA actuellement). Ces redevances sont définies comme suit :

- La redevance électricité est de 0,6 franc CFA par kWh facturé hors catégories sociales par le concessionnaire, et ce, jusqu'à la fin de la première période quinquennale (31 décembre 2005).
- La redevance eau est de 1,8 franc CFA par m<sup>3</sup> facturé hors catégories sociales pour toute la durée de la période quinquennale.

Les ressources extraordinaires sont :

- les subventions de l'État, des collectivités territoriales décentralisées et d'organismes publics ou privés, nationaux ou internationaux;
- le produit des emprunts;
- les dons et legs.

La CREE bénéficiera, dans le cadre du Projet « Énergie Domestique et Accès aux Services de Base » (PEDASB), par l'intermédiaire de l'AMADER, d'une subvention de l'État d'un montant de 708 600 dollars américains pendant une période de 5 ans grâce à un crédit accordé par l'International Development Association (IDA).

### **Par l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale**

Dans le cadre des services publics de l'électricité et de l'eau, les ministres compétents exercent les missions, pouvoirs, droits et obligations de la Commission de Régulation à l'égard des opérateurs du secteur concernant :

1. les permissionnaires d'électricité (opérateurs titulaires d'une autorisation.)
2. les gestionnaires délégués de l'eau dans les centres ruraux et périurbains.

L'AMADER est un Établissement Public national à caractère Administratif (EPA) doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, et placé sous la tutelle du ministre chargé de l'Énergie. Elle a

pour mission la maîtrise de la consommation de l'énergie domestique et le développement de l'accès à l'électricité en milieu rural et périurbain.

C'est pourquoi, dans le cadre de la mise en œuvre de sa mission, elle est dotée, tout comme la CREE, d'un pouvoir de sanction aux manquements des personnes morales ou physiques opératrices dans les secteurs de l'énergie domestique et de l'électrification rurale.

À ce titre, elle procède à l'identification des contrevenants aux contrats d'autorisation, de déclaration ou de convention de financement en vigueur, et à l'application des sanctions prévues par les règlements spécifiques aux deux secteurs.

Les sanctions prononcées par l'Agence ont le caractère d'actes administratifs et sont aussi susceptibles en tant que tels de recours juridictionnel.

Elle a reçu, en dotation initiale, des biens meubles et immeubles qui lui sont affectés par l'État.

Ses ressources sont constituées par :

- les subventions de l'État ou les contributions des collectivités territoriales et des organismes nationaux ou internationaux ;
- les frais de dépôt de demande d'autorisation ;
- les redevances annuelles fondées sur le nombre de clients, la puissance installée, l'énergie produite par les déclarants et les permissionnaires ;
- les produits des placements, les dons et legs ;
- toute autre ressource mise à la disposition de l'Agence.

L'AMADER recevra, dans le cadre de la mise en œuvre du PESASB, un financement sous forme de don de l'État d'un montant de 37,5 millions de dollars américains, dont 9,4 millions en appui institutionnel et 28,1 millions pour la fourniture de services d'énergie.

## **Bilan : facteurs de réussite et pièges à éviter**

Par «facteurs de réussite», nous entendons tous les atouts nécessaires à la réussite d'un processus de réforme dans le cadre des expériences de privatisation qui sont en cours dans nos pays.

Cependant, nous pensons qu'il serait prématuré de dresser un bilan ou de tirer des leçons sur les facteurs de réussite ou sur les pièges à éviter d'une opération de privatisation qui date d'à peine trois ans. De plus, certains organismes (comme la CREE ou l'AMADER) ne fonctionnent pas encore à plein régime.

L'exercice ici opéré visera à donner un aperçu des forces et des faiblesses du processus qui a conduit à la privatisation de la Société EDM-SA, ainsi que de la situation des secteurs de l'Électricité et de l'Eau au cours de la période écoulée.

Ce sont sur ces différents points et sur quelques autres que l'attention des participants sera attirée dans le développement qui suit.

## **Contexte de la réforme du secteur de l'électricité et de l'eau**

La réforme du secteur électrique est intervenue à un moment où les conditions (la crise énergétique mondiale au niveau national, les séquelles des années de sécheresse, devenues presque endémiques, pour l'économie malienne, ainsi que les annonces répétées d'une arrivée d'énergie provenant de la centrale hydro-électrique de Manantali – événement devenu semblable à un serpent de mer pour les trois pays de l'OMVS) étaient telles que la réalisation de tout programme d'investissement en matière de production, de transport et de distribution dans les secteurs de l'électricité et de l'eau était compromise. La priorité était plutôt donnée au maintien en état de fonctionnement des équipements déjà en place, à la fourniture continue de l'électricité et à la recherche de l'équilibre financier au sein de la société EDM-SA.

Par ailleurs, force aussi était de constater de nombreuses carences de gestion des différents intervenants ainsi que des imprécisions dans les textes organisant leur fonctionnement.

Sont ici en cause :

- l'irrégularité des hausses tarifaires, même quand cela s'avérait fondé, tant pour le concessionnaire que pour le concédant ;
- la non-incorporation des ouvrages d'adductions nouvelles d'eau dans le domaine concédé par des textes spécifiques, alors qu'ils ont été réalisés par le concédant et transférés au concessionnaire ;
- la non-séparation stricte (technique, comptable et financière) des deux conventions de concession distinctes (électricité et eau) ;
- le montant de plus en plus élevé et pénalisant pour le concessionnaire des impayés du concédant (État et démembrements, communes, sociétés d'économie mixte ou d'État) ;
- l'échec de la Délégation Globale de Gestion Temporaire, marquée par des années de délestages répétitifs et l'acquisition d'équipements de production inappropriés et inadaptés.

### Facteurs de réussite

Le ministre chargé de l'Énergie, responsable de la coordination des activités entrant dans le cadre de la réforme des secteurs, a mis en place plusieurs structures de concertation et d'aide à la décision.

Un Groupe Technique d'Appui (GTA) sera ainsi créé ; outre des responsables directs du département, il comprend des représentants :

- de la Présidence ;
- de la Primature ;
- du Secrétariat Général du Gouvernement (pour l'appréciation des projets de textes législatifs et réglementaires) ;
- du ministère de l'Économie et des Finances (pour les incidences financières de certaines mesures) ;

- du ministère des Domaines de l'État (pour la détermination de la part du capital, ainsi que des biens privés ou du domaine public de l'État à céder dans le cadre de l'ouverture du capital de la société de production, de transport et de distribution publique d'électricité) ;
- du ministère des Industries, du Commerce et de l'Artisanat (pour les problèmes tarifaires, notamment) ;
- du Bureau des Entreprises Publiques (compte tenu du volet privatisation) ;
- des salariés de EDM (réticents au départ, car pour eux privatisation équivalait à suppression d'emplois).

Par ailleurs, il a été instauré le principe d'une réunion de concertation avec les principaux bailleurs de fonds (Banque mondiale, Agence française de développement, KfW, Agence canadienne pour le développement international, Banque africaine de développement) afin de pouvoir prendre en compte leurs avis sur certains sujets avant leur soumission au gouvernement, et où il sera question des points d'accord et de divergence, notamment.

Enfin, sous la tutelle du ministère, il sera procédé :

- a) à la mise en place d'une cellule technique de pilotage de la restructuration du secteur et de la privatisation de EDM (composée d'un coordonnateur, d'un ingénieur électricité/eau, d'un financier/économiste et d'un personnel d'appui pour assister le GTA) ;
- b) au recrutement d'une banque d'affaires (chargée d'élaborer différents documents, rapports, textes législatifs et réglementaires, etc. pour le compte du GTA) ;
- c) au recrutement d'un consultant indépendant, expert en restructuration des sociétés d'électricité et d'eau (pour donner avis et recommandations sur les propositions de la banque d'affaires avant leur discussion au sein du GTA) ;
- d) au recrutement d'un consultant juridique malien par un contrat à durée déterminée.

Avant et après chaque étape du processus de réforme, une campagne d'information était menée, à travers soit un atelier, soit une séance de travail, auprès des députés, des associations de consommateurs et plus particulièrement des différents partenaires nationaux (patronat et syndicats notamment).

Toute cette organisation constitue un des facteurs de succès car, à chaque étape, l'explication d'une mesure a souvent permis son approbation consensuelle à tous les niveaux, chacun s'étant senti impliqué dans le processus tout en ayant pu connaître les tenants et aboutissants de la mesure.

### Pièges à éviter

Au sujet des pièges à éviter, il peut s'agir essentiellement des contraintes liées à l'exigence pour la satisfaction des conditions préétablies en vue de l'exécution des programmes et des projets avec certains partenaires au développement, et aux facteurs socio-économiques ou politiques internes du processus de la privatisation dans un délai prédéterminé.

Le processus de réforme peut, par conséquent, être entravé en raison :

- des prises de décisions à la hâte;
- d'un délai court;
- de textes élaborés manquant de clarté et de précision;
- de programmes de développement mal définis et par conséquent imprécis;
- de la définition des nouvelles formules d'indexation des tarifs d'électricité souvent inappropriée et non maîtrisable par le concédant;
- des actifs de la société mal identifiés et par conséquent sous-évalués;
- du niveau du capital social qui est non maîtrisé et dont la répartition est inadéquate entre le concédant et le Partenaire Stratégique.

Les contrats qui sont conclus dans ces conditions conduisent généralement à des conflits sociaux entre l'État et les travailleurs, d'une part, et, d'autre part, entre l'État et le nouveau Partenaire Stratégique.

Au nombre des difficultés pour l'application des nouvelles formules d'indexation des tarifs de l'électricité et de l'eau, il peut être cité, notamment :

- la définition du prix plafond et du prix moyen;
- les valeurs du prix plafond et de certains indices de la formule d'indexation;
- les valeurs des indices et coefficients à prendre en compte lors de l'application de la formule d'indexation.

Ainsi donc, malgré l'implication de plusieurs intervenants nationaux ou étrangers pour conduire le processus de privatisation, il y a eu des pièges qu'on n'a pas pu éviter.

Un autre point important qu'on a cependant pu éviter est la mise en place d'un plan social. L'engagement de ne renvoyer aucun employé de EDM a été respecté. La totalité des agents en activité a été maintenue, avec tous les droits déjà acquis; cela a permis de ne pas avoir de troubles sociaux avec les syndicats.

Mention doit être faite de l'importance à accorder à l'inventaire des installations d'exploitation et surtout à la réévaluation du bilan. La prise en compte de ces aspects a permis de proposer un montant de capital social de 20 milliards de francs CFA pour l'ouverture du capital de EDM-SA au Partenaire Stratégique lors de l'appel d'offres. La banque d'affaires et certains partenaires au développement avaient cependant estimé ce montant à 4 milliards de francs CFA.

Enfin, l'État, en décidant d'être porteur de 40% de ce capital, pourra toujours en céder, au moment qu'il jugera opportun, au personnel, aux privés nationaux et sous-régionaux, et ce, totalement ou en partie.

Le Mali n'a pas en effet d'expérience de personnel actionnaire et la société EDM n'est toujours pas cotée à une Bourse des valeurs.



## Constatations

Au cours des deux premières années de la concession, les dispositions contractuelles définissant les principes de gestion et d'exploitation des secteurs de l'électricité et de l'eau potable au Mali ont soulevé un certain nombre de difficultés dans leur application.

Ces difficultés résultent essentiellement des contradictions et du manque de clarté des articles des contrats de concession traitant de l'indexation tarifaire.

Aussi est-il aujourd'hui envisagé de procéder à une relecture des textes de contrats de concession et de leurs annexes en vue de leur amélioration.

Les actions suivantes sont à retenir dans le cadre de la privatisation :

### *Avant l'arrivée de l'énergie hydroélectrique moins coûteuse de Manantali en janvier 2002*

- le renforcement de la capacité thermique dans le réseau interconnecté, avec une puissance de 8,1 MW pour des investissements d'environ 3 milliards de francs CFA;
- l'amélioration de la desserte en eau dans certaines localités de l'intérieur;
- la réhabilitation des groupes des centres extérieurs isolés et la révision des groupes du réseau interconnecté;
- la réalisation d'environ 15 000 nouveaux branchements à Bamako sur des réseaux de distribution déjà existants dans les quartiers périphériques;
- la détérioration des niveaux de rendement en électricité et en eau, qui étaient déjà bas dans le réseau interconnecté;
- la hausse des tarifs d'électricité de 26,5 % et des tarifs d'eau de 15,7 % en 2001, ramenés respectivement à 5 % et à 10 % pour le consommateur après le paiement d'une compensation de 10 645 milliards de francs CFA en faveur de EDM-SA par l'État pour les 21,5 % et les 5,7 % de l'électricité et de l'eau respectivement.

### *Après l'arrivée de l'énergie hydroélectrique de Manantali*

- la réduction significative des dépenses en carburant dans le réseau interconnecté à la suite de l'arrêt de la turbine à combustion qui consommait en régime de marche normale jusqu'à 160 000 litres de DDO par jour;
- l'amélioration des résultats de la société aux plans technique et financier;
- l'augmentation des tarifs d'électricité en 2002 de 4,35 % et des tarifs d'eau de 13,16 %, consécutivement à l'application mécanique des formules d'indexation tarifaire;
- la non-concrétisation du programme d'investissement prévu, faute de mobilisation des financements nécessaires. Il transparaît du dernier plan quinquennal, préparé par EDM-SA, que la société souhaiterait un engagement de l'État dans le financement des investissements lourds de transport de l'électricité et des infrastructures de l'eau;
- les augmentations des tarifs d'électricité en 2003 de 7,59 % et de 0,26 %, respectivement pour l'électricité et l'eau, calculées par EDM-SA, ne seront pas appliquées. La Commission de Régulation a décidé, à la demande du Maître d'Ouvrage qui souhaitait voir les tarifs baisser, de ramener la grille tarifaire de l'électricité à son niveau du 1<sup>er</sup> janvier 2000, soit une baisse moyenne d'environ 10 % des tarifs en vigueur le 31 décembre 2002. De même, une baisse de 10 % des tarifs en vigueur le 31 décembre 2002 pour l'eau a été opérée. Le Maître d'Ouvrage s'est engagé à compenser ces baisses tarifaires avec un montant de 5,15 milliards de francs CFA à la suite de l'évaluation de la Commission de Régulation.



## Conclusion et recommandations

Nous concluons cet exposé en attirant l'attention des participants sur certains enseignements tirés de l'expérience des réformes des secteurs de l'électricité et de l'eau au Mali.

Il s'agit de:

- La faiblesse des capacités pour le contrôle technique et l'analyse financière en l'absence de personnel qualifié, en ce qui concerne le Maître d'Ouvrage et la Commission de Régulation, sont des facteurs qui incitent le Partenaire Stratégique à violer les contrats sans que les obligations et sanctions qui en découlent ne soient appliquées.
- L'absence d'implication suffisante ou le faible intérêt des plus hautes autorités dans le suivi et la bonne application des dispositions contractuelles sont de nature à créer des frustrations chez les cadres qui s'engagent pour la bonne exécution des contrats. Le Partenaire Stratégique aura tendance à se comporter comme s'il était en territoire conquis.
- La non-maîtrise ou non-clarification des principes de tarification en amont de la réforme peuvent conduire à des trop-perçus au profit du Partenaire Stratégique.
- La capacité supposée de financement ou de mobilisation des financements du Partenaire Stratégique pour la réalisation des investissements n'existe en fait pas, d'où l'absence de programme d'investissement consistant. Le Partenaire Stratégique cherche à se détourner de ses obligations contractuelles et à se servir de l'État comme garant auprès des partenaires financiers pour obtenir les financements à des taux concessionnels dont il pourrait tirer bénéfice.
- L'absence de capacités suffisantes de production électrique à long terme induit des risques élevés de dysfonctionnement en matière de fourniture continue en électricité.

- Les crises de trésorerie entretenues conduisent au report des programmes de développement et la simple maintenance des équipements se trouve compromise.

Face à ces situations se pose alors la question de la relecture des contrats, d'où la naissance des conflits entre les parties.

Les contrats de concession d'ouvrages, comme celui du Mali, avec le désengagement total de l'État des investissements dans les segments de production, de transport et de distribution, semblent avoir montré leurs limites.

Les réflexions devraient porter à notre avis sur les nouvelles formes de partenariat entre l'État, les partenaires privés et les partenaires au développement, dans le cadre de contrats de délégation de gestion relatifs aux aspects techniques ou commerciaux.

Dans un tel schéma, l'État devra assurer le développement des infrastructures en bénéficiant des financements concessionnels. Le Partenaire Stratégique s'occupera d'apporter son expertise dans les domaines de l'exploitation, de la maintenance et en matière de gestion financière d'entreprise.

# Libéralisation du secteur énergétique au Maroc: le cas de l'électricité

Denis LEVY  
Consultant, France

Au Maroc, le développement de l'électricité a été réalisé durant la première partie du XX<sup>e</sup> siècle par l'initiative privée, tant en ce qui concerne la production, le transport que la distribution.

Au lendemain de son indépendance, à l'image des autres pays qui avaient été colonies, protectorats ou mandats, le gouvernement marocain a substitué la nationalisation à la concession: il créait en 1963 l'Office National de l'Électricité (ONE), un établissement public à caractère industriel et commercial, chargé des services publics de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique.

Cependant, en 1994, 31 ans après la constitution de l'Office National de l'Électricité, le décret du 23 septembre 1994 mettait fin au monopole de production de l'établissement public.

Le Maroc devenait le premier pays d'Afrique du Nord à introduire la production indépendante d'électricité avec le développement du complexe thermique de Jorf Lasfar par un consortium d'opérateurs privés sous forme d'un contrat de BOT\* (construction, exploitation, transfert). En parallèle, les autorités marocaines responsables entamaient des négociations avec les entreprises privées pour remettre en concession la distribution de l'eau et de l'électricité des deux capitales – économique et administrative – du pays.

Cette évolution s'est faite dans un contexte général de mondialisation et de libéralisation du secteur énergétique, tant dans les économies développées que dans les pays en développement. Il faut rappeler, en outre, que le Maroc ne dispose que de très peu de ressources énergétiques nationales. Ainsi, pour faire

face à la croissance de ses besoins, le gouvernement a fait appel à l'apport de capitaux étrangers pour le développement de son secteur électrique.

## L'Office National de l'Électricité, « clef de voûte » du système électrique

L'Office National de l'Électricité (ONE) a été créé par Dahir (Loi) en août 1963. Il reprend les activités de la Société Énergie Électrique du Maroc – de statut privé –, à qui étaient confiés depuis 1924, par contrat de concession d'une durée de 75 ans, la production, le transport et la distribution (hors des grandes villes) de l'énergie électrique. À cette époque, les centrales de la Société Énergie Électrique du Maroc assuraient 90% de la production nationale.

Pour ce qui est de la zone au nord et des provinces sahariennes au sud – sous administration espagnole –, les activités électriques de différentes sociétés, dont la plus importante était Electras Marroquies (EM), créée en 1913 et bénéficiant de plusieurs concessions à perpétuité, ont également été reprises par l'ONE.

L'Office National de l'Électricité est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière. Il est placé sous la tutelle du ministère de l'Énergie et des Mines.

Les droits et obligations de l'ONE sont définis dans un cahier des charges approuvé par décret en 1974, et qui définit les conditions techniques, administratives et financières relatives à l'exploitation des ouvrages de production, de transport et de distribution de l'électricité.

\* BOT: traduction du français *Construction, Exploitation, Transfert* (CET).

L'Office National de l'Électricité était chargé depuis sa création de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Il avait l'exclusivité de l'aménagement des moyens de production de l'énergie électrique d'une puissance supérieure à 300 KW.

Mais depuis, le décret de 1994 a introduit l'ouverture à la production indépendante d'électricité, avec garantie d'achat, pour des puissances supérieures à 10 MW, et a conféré à l'ONE le statut d'acheteur unique. Ainsi, l'ONE a été habilité à passer, après appel à la concurrence, des conventions avec des personnes morales de droit privé, pour la production par ces dernières de l'énergie électrique d'une puissance supérieure à 10 MW, et ce, selon les modalités suivantes:

- La totalité de la production doit être destinée exclusivement à la satisfaction des besoins de l'Office;
- Les conditions d'équilibre économique prévues par la convention doivent être maintenues pendant la durée d'exécution de ladite convention.

«Le recours à la production concessionnelle permet de réduire les investissements publics en mobilisant les financements privés et assure, par ailleurs, l'accès à un prix concurrentiel de cession du kWh à travers les appels d'offres internationaux.» (ministère de l'Énergie et des Mines du Maroc)

### **La production électrique assurée majoritairement par le privé**

Les ouvrages de production, dont dispose l'ONE, sont constitués de 24 centrales hydroélectriques totalisant une puissance installée de 1 265 MW, de 5 centrales thermiques vapeur totalisant 2 505 MW, de 6 centrales à turbines à gaz totalisant 615 MW, d'une production thermique diesel de 69 MW et d'un parc éolien de 53,9 MW, soit une puissance installée globale de 4 507,9 MW.

Parmi ces ouvrages de production, la centrale thermique au charbon de Jorf Lasfar de 1 370 MW ainsi que le parc éolien d'Al Koudia Al Baida de 53,9 MW, sur le site Abdelkhalek Torrès, sont exploités en gestion déléguée par des producteurs privés, et représentent plus de 50% de l'électricité produite. Le prix d'achat, par l'ONE, de l'énergie électrique produite est fixé contractuellement. L'ONE garantit l'enlèvement de toute l'énergie produite par la centrale de Jorf Lasfar et par le parc éolien d'Al Koudia Al Baida ainsi que de la puissance déclarée disponible de la centrale de Jorf Lasfar (contrat d'enlèvement minimum).

Un projet de centrale est actuellement en cours de réalisation à Tahaddart, utilisant la technologie du cycle combiné et fonctionnant au gaz naturel livré à partir du gazoduc Maghreb-Europe. Cette centrale, d'une puissance de 385 MW et dotée d'une turbine à gaz, verra sa construction portée par une société de droit privé réunissant l'ONE (48%), ENDESA (32%) et SIEMENS PG (20%) et représente des investissements de l'ordre de 230 millions \$US. Elle sera ensuite exploitée par SIEMENS PG. Cette centrale sera réalisée sous «le régime de production concessionnelle d'électricité», conformément au décret du 23 septembre 1994. L'ONE s'engage à acheter la totalité de l'électricité produite pendant toute la période de validité du droit de jouissance, fixée à 20 ans.

Pour répondre aux besoins du réseau national, la mise en service de cette centrale est prévue pour le début de 2005.

Ce sera la première centrale, au Maroc, à utiliser la technologie du cycle combiné qui présente de multiples avantages: coût d'investissement réduit par rapport à celui d'une centrale classique, meilleur rendement énergétique, besoins en eau de réfrigération réduits de moitié et meilleur respect de l'environnement.

Le parc de production de l'ONE, à la fin de décembre 2003, est donné au tableau 14.1.

**Tableau 14.1**  
**Parc de production de l'ONE à la fin de 2003**

2003	Puissance installée (MW)
26 centrales hydrauliques	1 265
<b>Thermique</b>	<b>3 189</b>
5 centrales thermiques vapeur dont	2 505
<i>charbon</i>	1 785
<i>mazout</i>	720
6 centrales à turbines à gaz	615
Thermique diesel	69
<b>Éolien</b> (dont 50 MW de la CED*)	<b>53,9</b>
<b>Total ONE</b>	<b>4 507,9</b>

\* CED: Compagnie Éolienne de Détroit  
Source: ONE.

L'année 2003 a aussi vu la mise en service des usines hydrauliques d'Al Hansali (92 MW) et d'Aït Messaoud (6 MW).

## Le transport de l'énergie électrique est du ressort exclusif de l'ONE

Le réseau de transport reliant les moyens de production aux centres de consommation, qui couvre une très grande partie du territoire national, est constitué de 727 km de lignes de 400 kV, de 6 349,3 km de lignes de 225 kV, de 316,4 km de lignes de 150 kV et de 9 363,3 km de lignes de 60 kV.

Il est, par ailleurs, interconnecté avec le réseau algérien au moyen de deux lignes de 225 kV (pour une puissance de 300 MW) et avec le réseau espagnol au moyen de deux câbles sous-marins de 400 kV (pour une puissance de 700 MW).

À la fin de décembre 2002, le réseau de transport était constitué de 16 756 km de lignes.

## La distribution de l'électricité: une fonction essentielle assurée par plusieurs acteurs

Avant la constitution de l'ONE, l'essentiel du service public de la distribution (eau et électricité) était confié par le biais de contrats de délégation de gestion à la Société Marocaine de Distribution d'Eau, de Gaz et d'Électricité – SMD, filiale de la Société lyonnaise d'eau et d'éclairage – pour les villes suivantes<sup>6</sup>:

- En 1914, concession pour l'eau potable à Casablanca (en association avec Schneider et la Banque de Paris et des Pays-Bas).
- En 1915, première mission de travaux et d'exploitation pour l'électricité de Casablanca, transformée en concession en 1920.
- En 1915, contrat pour l'eau et l'électricité à Rabat.
- En 1917, électricité à Fès.
- En 1918, contrat pour l'eau et l'électricité à Salé.
- En 1919, eau à Tanger.
- En 1922, électricité à Marrakech, à Safi et à Mazagan, dénommée maintenant El Jadida (association de la SMD et de la Banque de Paris et des Pays-Bas).
- En 1925, électricité à Meknès.

À la SMD s'ajoutaient la Société Chérifienne d'Énergie (SCE) pour les petites localités et l'électrification rurale, l'Entreprise Électrique de Zenâta – Mohammedia (EEZM) pour les zones suburbaines de Casablanca et l'Entreprise Électrique de la banlieue de Marrakech (EEBM) pour la ville de Marrakech.

En parallèle à la constitution de l'ONE, le gouvernement marocain transférait à des régies municipales la charge de la distribution de l'eau et de l'électricité pour les villes importantes, mais laissait le soin à l'ONE d'assurer la distribution dans le reste du territoire.

6. D'après François Henriot, *Au fil de l'eau*, Impr. de la Vallée d'Eure, 27-Pacy-sur-Eure, 1995, p. 19 et suivantes.

Depuis le retour à la concession pour les villes de Casablanca et de Rabat, et plus récemment pour Tanger et Tétouan, la distribution d'électricité se répartit entre les acteurs suivants:

- L'ONE, notamment en zone rurale et dans plusieurs centres urbains (50% du secteur).
- Des régies municipales (eau et électricité) ou intercommunales, placées sous la tutelle du ministère de l'Intérieur pour les grands centres urbains (14%).

Le prix de l'énergie électrique distribuée est fixé par décret du premier ministre dans ces deux cas.

- Des opérateurs privés délégataires pour la distribution de l'énergie électrique et de l'eau (36%) dans les villes de Casablanca, de Rabat, de Tanger et de Tétouan. Le prix de l'énergie électrique distribuée est fixé dans ce cas par voie contractuelle.

Les prix d'achat de l'électricité à l'ONE sont uniformisés sur tout le territoire; ils sont fonction de la tension (tarifs THT-HT, MT et BT) et des plages horaires. Il existe cependant des redevances de puissance pour les régies (en fait, ce sont des ristournes accordées à certaines régies à titre exceptionnel).

### **Décennie 90: Les limites du système électrique marocain amènent le gouvernement à repenser l'organisation du secteur**

Le système électrique marocain, au lendemain de l'indépendance du pays, était organisé autour d'un monopole public verticalement intégré; la distribution dans les villes et agglomérations étant assurée par des régies municipales ou intercommunales.

Si ce système a fonctionné de manière, somme toute, satisfaisante jusqu'au début des années 1980, des défaillances significatives sont apparues, particulièrement durant les années de grandes sécheresses (1983 à 1985, 1992 et 1993).

Ces défaillances ont été accentuées par une demande en électricité croissante ainsi que des retards dans la mise en service de certains moyens de

production, dus au manque de ressources financières ainsi qu'aux délais de mise en place des financements publics.

Par ailleurs, le réseau d'électrification se concentrait essentiellement autour des villes et des agglomérations. Le taux d'électrification rurale, en 1995, ne dépassait pas 18%; à comparer avec celui de l'Algérie où il était de 86%, ou celui de la Tunisie qui atteignait 70% à la même époque.

D'autres facteurs explicatifs de cette impasse résidaient dans:

- la répartition des ressources énergétiques exploitées: La part de la production hydraulique installée prenait le pas sur les installations de production thermique. Si l'on ne peut contester les avantages de la production hydraulique par rapport à une production thermique – mobilisation des ressources nationales, flexibilité dans son utilisation, coût de production faible – on ne peut pas ne pas prendre en considération les aléas climatiques du pays;
- la structure tarifaire de l'électricité vendue: À l'image des autres pays en développement, celle-ci privilégiait une tarification sociale de l'électricité, et n'intégrait aucune mesure visant à une quelconque maîtrise de la demande d'électricité;
- la nécessité de satisfaire une demande toujours croissante impliquant, pour la collectivité, des investissements colossaux: Compte tenu des limites structurelles de l'autofinancement de l'ONE et du niveau d'endettement du Maroc, on avait atteint les limites de l'épure en ce qui concerne le financement public des investissements nécessaires à la satisfaction des besoins de la population marocaine en énergie électrique.

Pour faire face à cette situation, le gouvernement a demandé à l'ONE, en concertation avec ses administrations de tutelle, de proposer les modifications légales permettant de trouver une solution à cette impasse.



Cela conférait à l'ONE une position particulière dans le domaine de l'électrification rurale, lui donnant le rôle d'opérateur stratégique en coordination avec le ministère de l'Intérieur – ayant en charge l'aménagement du territoire – et les collectivités locales.

### **Électrification rurale: un effort significatif qui ouvre l'accès aux services essentiels pour tous**

Le gouvernement marocain, conscient de l'effort à réaliser dans le domaine de l'électrification rurale, a consacré, durant les années 1975 à 1995, ses moyens au renforcement des installations de production et à l'extension du réseau électrique de l'ONE.

Il mettait en place, à la fin des années 1970, le Programme National d'Électrification Rurale (PNER I, puis PNER II), financé par l'État et les collectivités locales. Ce programme était assorti de la création d'un fonds spécial dédié à l'électrification rurale, alimenté par un prélèvement de 4,5 % sur les recettes de vente de l'ONE.

Conformément à la décision de la Commission Interministérielle d'Électrification Rurale en 1978, la première phase du PNER a été réalisée entre 1982 et 1986 et a permis d'électrifier 287 villages ruraux, totalisant 80 000 foyers. Le PNER I a été financé à 50 % par l'État et à 50 % par les collectivités locales. Il a bénéficié d'un prêt de la Banque internationale de reconstruction et de développement (BIRD) de 30 millions \$US. La deuxième phase du PNER (réalisation prévue entre 1991 et 1999) visait le raccordement de 600 villages, totalisant environ 84 000 foyers. Le PNER II, financé à 100 % par les collectivités locales, a bénéficié d'un prêt de la Banque Européenne d'Investissement (BEI) de 30 millions d'ECU et d'un prêt de la BIRD de 114 millions \$US.

Ces programmes visaient l'électrification par simple extension du réseau du territoire national en partant du réseau des grandes agglomérations pour l'agrandir, peu à peu, afin de couvrir le territoire national. En raison de l'objectif poursuivi, ces programmes ne pouvaient assurer l'électrification de la

totalité des foyers ruraux du pays à brève échéance et permettre ainsi de résorber le retard accumulé dans le domaine.

Ce constat a amené l'ONE à proposer un nouveau programme appelé « Programme d'Électrification Rurale Global » (PERG), approuvé en août 1995 et piloté par l'ONE depuis. « Le PERG permet d'accélérer l'électrification rurale et d'engager l'ONE jusqu'à l'an 2006 dans cette mission d'assurer l'universalité du service public d'électricité » (Benhima, 2000).

Le PERG est un programme participatif, dont le financement tripartite est assuré par les collectivités locales, les foyers bénéficiaires et l'ONE.

Le schéma général de cette répartition est le suivant, pour ce qui est de l'électrification par réseau :

- Les collectivités locales participent à hauteur de 2085 Dh par foyer bénéficiaire, montant réglé au comptant ou à hauteur de 500 Dh par foyer bénéficiaire par an pendant 5 ans.
- Les foyers bénéficiaires participent pour le complément de 2252 Dh par foyer, à régler comptant lors de l'abonnement ou à hauteur de 40 Dh par foyer et par mois pendant 7 ans.
- L'ONE finance le reliquat, soit 55 % du montant global de l'investissement.

D'autres partenaires peuvent également participer au financement du PERG : des associations, l'Agence de Développement du Nord, les Conseils Provinciaux, la Direction Générale des Collectivités Locales, etc.

La recherche constante du meilleur rapport qualité/prix à l'égard de la mise en œuvre des différentes solutions techniques et du moindre coût d'électrification par foyer a été maintenue depuis le début du PERG en 1996.

Cette recherche d'efficacité a vu son prolongement naturel dans une diversification progressive des options techniques à travers le développement de l'électrification rurale décentralisée – concernant les villages éloignés du réseau – par la mise en œuvre de



systèmes d'électrification basés sur les énergies renouvelables. Ces développements sont le fruit d'une coopération entre l'ONE et le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER).

Dans le domaine de l'électrification rurale décentralisée par systèmes photovoltaïques, l'ONE a défini plusieurs types de prestation de la part des opérateurs privés:

- La prestation de services: L'ONE confie l'installation, le service après vente et le recouvrement des échéances auprès des bénéficiaires (clients de l'ONE), pour son compte, à une société privée: 1 500 kits ont été ainsi mis en œuvre dans la province de Khouribga. Le matériel installé, à savoir le module, la batterie et le régulateur, reste la propriété de l'ONE jusqu'au règlement par le client de l'ensemble de ses échéances.
- L'action en partenariat: L'ONE fournit les panneaux photovoltaïques et les batteries à des entreprises qui se chargent de les installer et qui s'engagent à compléter à leurs frais l'équipement et à en assurer l'installation, l'entretien et le service après vente. Les entreprises se font rémunérer directement par leurs clients, les foyers bénéficiaires: un projet de 7 000 kits est en cours de mise en œuvre dans la province de Taroudant, dont 4 490 ont déjà été installés à la fin de 2003. Le panneau et la batterie installés chez le client bénéficiaire restent la propriété de l'ONE jusqu'au règlement par le client de l'ensemble de ses échéances. Le choix des entreprises se fait systématiquement par voie d'appels d'offres.

Les deux approches se basent sur une offre unique à la clientèle. Le financement est assuré par l'ONE et les foyers bénéficiaires; il dépend de la formule retenue. En principe, la participation des foyers bénéficiaires comprend une avance (de 1 500 à 2 000 Dh) et une mensualité (entre 40 et 60 Dh) pendant 7 ans. Le panneau et le régulateur sont garantis 7 ans par l'ONE; le remplacement du reste du matériel est au frais du bénéficiaire.

- L'approche « Fee for Service »: Toujours dans le souci d'améliorer le service offert à la clientèle, une nouvelle approche vient d'être introduite par l'ONE, basée sur un concept de fourniture d'un service complet au client. Les prestations qui sont confiées à un opérateur privé couvrent, en plus de la fourniture et de l'installation des kits photovoltaïques, la réalisation de l'installation électrique intérieure des foyers avec la fourniture des lampes et des accessoires, ainsi qu'un service d'entretien incluant le renouvellement du matériel pendant dix ans. Cette approche, qui assure aux clients une garantie de service et une continuité de fourniture d'électricité, trouve un écho favorable auprès de la clientèle et se généralise maintenant dans toutes les provinces disposant d'un potentiel solaire.

En 2003, le PERG a permis d'électrifier 2 564 villages par réseaux interconnectés et 581 villages par systèmes photovoltaïques (électrification rurale décentralisée), ce qui a permis à 1 610 49 foyers de bénéficier du service de l'électricité.

À la fin de 2003, 13 235 villages avaient été électrifiés depuis le lancement du PERG en 1996, ce qui a ouvert l'accès à l'électricité à 989 946 foyers, soit à 6 434 000 habitants.

Ce programme permettra d'atteindre un taux d'électrification rurale par connexion au réseau national de 91 % en 2007. L'intégration de l'électrification par systèmes photovoltaïques pour 150 000 foyers environ permettra la généralisation de l'électrification rurale à l'horizon 2007.

### **La situation géographique du Maroc, élément stratégique de sa politique d'approvisionnement énergétique**

Le Maroc est tributaire, pour 90 % de son énergie primaire, de l'extérieur. Ainsi, pour améliorer l'approvisionnement électrique du pays, le système électrique est interconnecté avec le réseau algérien au moyen de deux lignes de 225 kV (pour une

puissance de 300 MW) et avec le réseau espagnol au moyen de deux câbles sous-marins de 400 kV (pour une puissance de 700 MW).

Une deuxième interconnexion sous-marine avec l'Espagne, visant à doubler la capacité physique de transit entre les deux pays, a été lancée à l'été 2003. Sa mise en service est prévue pour décembre 2005. D'après l'ONE, cette seconde interconnexion sous-marine entraînera à terme pour les entreprises marocaines une réduction du prix de l'électricité comprise entre 10 et 15 %, suivant la tension (haute ou normale). Outre la réduction de la facture énergétique du pays, cette interconnexion vise également à sécuriser l'alimentation du Maroc.

Par ailleurs, le gazoduc Maghreb-Europe, mis en service en 1996, permet au Maroc de percevoir une redevance de transit au titre du droit de passage sur les quantités transitant par le Maroc vers l'Espagne et le Portugal. Cette redevance est valorisée en nature et est de l'ordre de 600 à 700 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel qui alimente la récente centrale à cycle combiné de Tahaddart (cf. plus haut). La réserve de capacité du gazoduc, prévue pour le Maroc, est de 1,4 milliard de m<sup>3</sup>.

### **Entre service public et libre concurrence, la libéralisation progressive du secteur électrique au Maroc**

La ligne de partage, entre ce que l'État doit continuer à garantir aux usagers et ce qui est du domaine de la libre concurrence, est au cœur de la politique engagée par le gouvernement marocain pour libéraliser son secteur électrique. L'objectif à terme est de libéraliser 60 % de la consommation nationale.

Les principes de cette modernisation retenus sont :

- l'affirmation d'une politique énergétique forte et la définition de missions de service public ;
- l'ouverture partielle et progressive du marché à la concurrence ;

- la mise en place d'un mécanisme de régulation compatible avec l'organisation administrative au Maroc ;
- le désengagement de l'État des activités industrielles et une nouvelle organisation de l'ONE.

Les départements de l'Énergie, de l'Économie, des Finances et de l'Intérieur, l'Office National de l'Électricité ainsi que le Conseil national de la concurrence sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de veiller à l'accomplissement des missions du service public de l'électricité et au bon fonctionnement du marché électrique.

L'organisation envisagée du secteur électrique marocain aurait les caractéristiques suivantes :

- Le service public de l'électricité doit garantir la disponibilité de l'énergie électrique par la planification des infrastructures de production en adéquation avec l'évolution du secteur et les besoins nationaux, ainsi que l'alimentation des zones du territoire non interconnectées au réseau national.
- Le réseau de transport d'électricité est considéré comme un monopole naturel, placé au cœur du secteur et devant être mis à disposition de tous dans des conditions non discriminatoires.
- La mission de service public de la distribution de l'électricité est assurée par les régies municipales de distribution de l'électricité, par les distributeurs privés dans le cadre des contrats de gestion déléguée passés avec les autorités concédantes ou par l'ONE, chacun à l'intérieur de son périmètre d'intervention.

Avec l'électrification du pays, le service public garantit le droit d'accès de tous les citoyens à l'électricité, un produit de première nécessité.

Cette mission est prise en charge par l'ONE, chargé d'assurer l'électrification du pays par le développement du réseau de distribution rural ou par le recours à l'électrification décentralisée, et ce, dans le cadre du Programme d'Électrification Rurale

Global (PERG) et périurbain par la réalisation des conventions passées avec les autorités chargées de l'aménagement du territoire.

Le service public doit assurer la fourniture de l'électricité, avec une bonne qualité de service et au meilleur coût possible, aux clients non éligibles, au marché libre ainsi que le secours aux clients éligibles en cas de défaillance imprévue du marché libre. Cette mission est assurée par l'ONE.

La nouvelle organisation du secteur doit permettre une ouverture partielle et progressive du marché à la concurrence. Seule une partie des consommateurs, dits «éligibles», sera libre de s'approvisionner auprès du fournisseur de son choix; le reste des consommateurs, dits «non éligibles», continuera à être approvisionné par l'ONE. La frontière entre les deux catégories de consommateurs, dite «seuil d'éligibilité», doit évoluer dans le temps. Pour l'instant, ce «seuil» est fixé à la charnière HT/MT; les régies municipales et délégataires des municipalités sont considérées comme non éligibles, la raison avancée étant qu'elles sont alimentées par de la moyenne tension.

Dans cette nouvelle organisation coexistent:

1. un «marché libre» dans lequel des producteurs en concurrence approvisionnent les clients éligibles, à travers une «bourse de l'électricité» ou des contrats bilatéraux directs;
2. un marché «réglementé» dans lequel l'ONE assure exclusivement l'approvisionnement des clients non éligibles;
3. un cadre réglementé d'accès non discriminatoire des opérateurs des deux marchés aux réseaux de transport et de distribution gérés par les opérateurs des missions de service public.

### Le marché réglementé

Le marché réglementé est destiné à satisfaire la consommation de la clientèle alimentée en basse tension, pour laquelle l'électricité constitue un service de base devant être assuré et protégé par la collectivité nationale.

Dans ce marché, les tarifs de vente aux distributeurs et aux clients finals sont réglementés et définis par un arrêté du premier ministre, et tiennent compte des contrats existants pour la production et la distribution privées de l'électricité.

### Le marché libre de production

Le marché libre de production est destiné aux opérateurs économiques éligibles, «pour lesquels l'électricité est un intrant commercial pouvant être soumis aux lois de la concurrence, afin de leur permettre d'accéder à des tarifs qui améliorent leur compétitivité» (ministère de l'Énergie et des Mines).

Ce marché sera structuré en deux parties:

- Une bourse de l'électricité, obéissant aux règles de la concurrence et basée sur le système de l'offre et de la demande, à laquelle ont accès les producteurs autorisés à opérer sur le marché libre et les consommateurs éligibles.
- Une autre partie où les clients éligibles pourront conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix, installé sur le territoire marocain ou dans le cadre des échanges à travers les interconnexions avec les pays voisins.

La gestion du marché libre de production électrique sera assurée par deux opérateurs indépendants:

- Le gestionnaire de la bourse de l'électricité, dénommé «opérateur marché», qui est chargé de la régulation économique du système de l'offre et de la demande et qui veille au respect des règles de transparence, d'objectivité et de confidentialité.
- Le gestionnaire du réseau public de transport, dénommé «*dispatching* national», responsable de la gestion technique du système en vue d'assurer à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, sa sécurité et son efficacité, en tenant compte des contraintes pesant sur celui-ci, tout en préservant la confidentialité des informations pouvant porter atteinte aux règles de la concurrence.

Le système, tel que décrit, est en beaucoup de points semblable à celui qui a été mis en place en Espagne conformément aux directives européennes concernant la dérégulation du secteur électrique.

La bourse du marché libre de production électrique a pour objet d'organiser quotidiennement les transactions de vente et d'achat d'énergie électrique et de définir pour le jour suivant les prix du marché et le programme de placement et de fonctionnement des centrales de production.

Pour garantir la continuité d'alimentation de la clientèle éligible, il existera une autre partie du marché, appelée «marché de secours et de garantie de puissance», ayant pour objectif de pallier les écarts et défaillances du marché libre. Cette partie du marché sera réglementée et exclusivement assurée par l'ONE dans un premier temps, et gérée par le *dispatching* national.

Le service de garantie de puissance consiste à garantir une réserve de puissance disponible et susceptible d'être appelée à tout moment pour corriger les écarts de programmation. Le tarif relatif à ce service, dénommé «TGP», tarif de garantie de puissance, serait réglementé et payé par l'ensemble des clients éligibles.

Le service de secours consiste à fournir de l'énergie électrique, à un tarif réglementé dénommé «TFS», tarif de fourniture de secours, à un client éligible quand ce dernier ne trouve aucun fournisseur sur le marché libre.

### **Le cadre réglementaire et la tarification**

Les dispositions de la loi n° 06-99 relative à la liberté des prix et de la concurrence, promulguée par le dahir n° 1-00-225 du 5 juin 2000, s'appliqueront aux tarifs de vente de l'électricité aux clients éligibles et non éligibles, aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs, aux tarifs de secours et de garantie de puissance et aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Ces mêmes dispositions s'appliqueront aux plafonds de prix qui peuvent être fixés pour la fourniture d'électricité aux clients éligibles.

Matérialisant le principe de gestion du service public aux meilleures conditions de coûts et de prix, les tarifs réglementés couvriront l'ensemble des coûts supportés à ce titre par l'Office National de l'Électricité et les gestionnaires des services de distribution dans les villes.

Les différents tarifs réglementés sont les suivants :

- Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, applicables aux utilisateurs, dénommés respectivement «TT», timbre de transport, «TDMT», timbre de distribution moyenne tension et «TDBT», timbre de distribution basse tension. Ces timbres sont calculés de manière non discriminatoire à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, y compris les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins.
- Le coût relatif au montant des dépenses imputables aux missions de service public assignées à l'ONE, dénommé «CTC», coût de transition à la concurrence. Ce coût représente les frais que doit supporter, pendant une période transitoire, le client éligible pour participer à la prise en charge des coûts échoués et au maintien de l'équilibre financier du secteur. Il sera déterminé de telle sorte que le financement du PERG soit pris en charge par l'ONE (mais pas par sa filiale de distribution) et que le tarif domestique, notamment la tranche sociale, ne soit pas augmenté.
- Le tarif de fourniture d'électricité aux clients non éligibles, «TPP», tarif public de production.
- Les TGP et TFS, service et produit qui assurent la continuité de fourniture au marché libre en palliant toute défaillance imprévue.

Les décisions sur les tarifs mentionnés ci-dessus sont prises par :

- le premier ministre, sur proposition de la Commission des prix, pour le CTC, le TPP et les tarifs publics de vente de l'électricité aux clients finals et aux distributeurs;

- le premier ministre, sur proposition de la Commission des prix et après consultation du Conseil de la concurrence, pour le tarif d'utilisation du réseau public de transport, le TT, le tarif d'utilisation du réseau de distribution, le TDMT et le TDBT, en zones de distribution publiques (ONE et régions), le TGP et le TFS;
- les collectivités locales et les autorités de tutelle, après consultation du Conseil de la concurrence, pour les tarifs TDMT et TDBT dans les zones de distribution concédées aux privés.

### Dispositions complémentaires

Dans cette nouvelle organisation, il faut mentionner, en outre, les dispositions complémentaires qui suivent.

#### *Investissements de production*

Il appartient à l'État de définir et de mettre en œuvre la programmation pluriannuelle des investissements de production, conformément aux objectifs et à la stratégie énergétique définis par les pouvoirs publics.

Cette programmation se fera sur la base de la planification de l'ONE qui tient compte des objectifs de répartition des capacités en fonction des sources d'énergie primaire et des techniques de production à mettre en œuvre, tout en laissant une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Dans un souci de transparence, cette planification fera l'objet d'un rapport annuel au gouvernement.

L'autorisation de construire et d'exploiter les nouvelles installations de production est délivrée par le ministre chargé du secteur, selon des critères d'octroi portant sur la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, la nature des sources d'énergie primaire, l'efficacité énergétique, le respect de l'environnement et les capacités techniques, économiques et financières du candidat ou du demandeur. Les producteurs privés qui investiraient dans la production pour le marché libre seront soumis aux servitudes du service public.

L'autorisation de construire et d'exploiter est nominative et incessible et, en cas de changement

d'exploitant, cette autorisation ne peut être transférée au nouvel exploitant que par décision du ministre chargé du secteur.

En cas d'insuffisance d'offres spontanées de la part des producteurs privés, l'État, à travers le ministre chargé du secteur, chargera l'ONE de réaliser l'ouvrage relatif à la capacité requise, conformément à ses prérogatives de garant du développement équilibré de l'approvisionnement et dans le respect des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production. Cet ouvrage sera autorisé à opérer sur le marché libre.

#### *Éligibilité des clients au marché libre de l'électricité*

Dans un premier temps, l'éligibilité concernera les plus grands consommateurs finals de l'électricité, pour lesquels le prix de l'électricité constitue un élément notable de compétitivité et, par conséquent, un critère important dans les décisions d'investissements et de création d'emplois. L'ouverture touchera progressivement le reste des gros consommateurs, pour *in fine* permettre à l'ensemble des clients nationaux alimentés en THT, en HT et en MT, à l'exception des distributeurs, d'accéder au marché libre de l'électricité.

Une loi mentionnera l'étape finale du processus de libéralisation quant à la définition de l'éligibilité, c'est-à-dire tous les clients THT, HT et MT.

Le ministre chargé de l'Énergie assure la réglementation de l'éligibilité, met à jour et publie dans le *Bulletin officiel* la liste des clients éligibles. Tout consommateur répondant aux critères peut faire valoir son éligibilité.

Compte tenu de l'évolution de l'offre et de la demande telle qu'elle se présente dans la planification de l'ONE, l'ouverture du marché est envisagée comme suit:

- En 2004, tous les clients industriels alimentés en THT et en HT, ce qui représente 83 clients et 18% de la demande nationale;



- En 2005, tous les clients alimentés en THT, en HT et en MT et dont la consommation est supérieure ou égale à 5 GWh, ce qui représente 290 clients et 30 % de la demande nationale;
- En 2007, tous les clients alimentés en THT, en HT et en MT et dont la consommation est supérieure ou égale à 2 GWh, ce qui représente 780 clients et 38 % de la demande nationale;
- En 2009, tous les clients alimentés en THT, en HT et en MT et dont la consommation est supérieure ou égale à 1 GWh, ce qui représente 1 460 clients et 43 % de la demande nationale;
- En 2011, tous les clients alimentés en THT, en HT et en MT, ce qui représente 11 750 clients et 53 % de la demande nationale.

Un client éligible est libre d'acheter sa consommation directement sur le marché ou par l'intermédiaire des sociétés exerçant l'activité d'achat et de revente de l'électricité. Les sociétés souhaitant exercer l'activité d'achat et de revente aux clients éligibles (*trading*) devront obtenir une autorisation renouvelable délivrée pour une durée déterminée par le ministre chargé du secteur.

Des contrats portant sur les conditions d'accès au réseau et les modalités d'application de la tarification d'utilisation seront conclus entre les gestionnaires et les utilisateurs de ces réseaux que sont les producteurs, les distributeurs et les clients éligibles. Les contrats doivent être transmis au Conseil de la concurrence. Tout refus d'accès aux réseaux publics doit être motivé et notifié au demandeur et au Conseil de la concurrence, chargé de l'arbitrage des litiges. Les critères de refus doivent être objectifs, non discriminatoires et fondés sur des impératifs de bon accomplissement des missions de service public et des motifs techniques liés à la sécurité, à la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement.

Un décret précisera les modalités d'application de ces dispositions ainsi que les procédures d'établissement des contrats.

### *Mécanismes de régulation*

Des mécanismes de régulation devront garantir que service public et concurrence se conjugueront au mieux, au bénéfice de tous les consommateurs d'électricité.

L'État conserve ainsi la responsabilité de définir et d'appliquer des choix de politique énergétique, de garantir les missions de service public et de veiller à leur bon accomplissement, de définir la réglementation technique générale de l'électricité et de veiller à la sécurité et au bon fonctionnement du secteur. Il met en place les mécanismes de régulation compatibles avec l'organisation des pouvoirs au Maroc.

Les mécanismes de régulation seront confiés :

- au premier ministre pour la fixation des tarifs réglementés des services en monopole et la fixation du seuil d'éligibilité;
- au ministre chargé du secteur pour l'attribution des licences aux producteurs privés et l'attribution des autorisations d'achat et de revente de l'électricité (*trading*);
- à l'ONE pour la planification et la programmation des infrastructures de production;
- au Conseil de la concurrence, conformément aux dispositions de la loi n° 06-99 relative à la liberté des prix et de la concurrence, avec comme objectifs de :
  - veiller au bon fonctionnement des mécanismes de la concurrence: libre formation des prix par le jeu de la concurrence, libre accès au marché, transparence et loyauté dans les relations commerciales, renforcement des règles d'information du consommateur;
  - arbitrer et régler les litiges;
  - diligenter les enquêtes et les propositions de sanctions.

Pour accomplir cette mission, le Conseil désigne une commission spécialisée qui se réunit au moins deux fois par an, sans qu'elle soit érigée en une structure administrative permanente.



### *Adaptation de l'ONE au nouveau contexte*

L'objet légal de l'établissement public de l'ONE doit être adapté au nouveau contexte économique et au développement attendu de ses activités. Cette adaptation concerne l'évolution des missions principales de l'ONE ainsi que le développement de missions nouvelles, en tenant compte des contraintes particulières s'imposant à l'établissement public pour assurer le traitement équitable des acteurs en présence.

L'ONE garde le statut d'établissement public et continue à assurer les missions du service public de l'électricité sous le contrôle de l'État. Il doit restructurer son activité industrielle par la création de filiales ayant un statut de sociétés anonymes qui, chacune dans son domaine d'activité et dans le marché où elle est appelée à opérer, doivent fonctionner selon les règles et les dispositions en vigueur.

Les réseaux actuels de transport et de distribution de l'ONE resteront sa propriété et continueront à figurer dans ses actifs. Compte tenu de l'organisation proposée du marché, l'ONE doit créer les filiales suivantes :

- Une filiale « ONE Production Privée », exclusivement dédiée au marché libre. Cette filiale comportera les centrales thermiques de Mohamma (600 MW), de Kenitra (300 MW) et de Jerada (165 MW).
- Une filiale « ONE Production Publique », destinée surtout au marché réglementé et autorisée à opérer sur le marché de secours et de garantie de puissance du marché libre de l'électricité. Cette filiale comportera les centrales hydroélectriques, les turbines à gaz et la STEP d'Afourer.
- Une filiale « ONE Distribution ».
- Une filiale « ONE Transport », gestionnaire du réseau public de transport et du *dispatching* national.
- Une filiale « ONE Services », chargée du développement de missions nouvelles, comme les télécommunications et le *trading*.
- Une filiale « ONE International », qui permettra à l'ONE d'intervenir dans d'autres marchés en partenariat avec des sociétés africaines ou internationales.

### **Conclusion**

Le système électrique marocain est, comme on l'a vu, dominé par un établissement public, l'Office national de l'électricité (ONE). Si, par son statut d'acheteur unique, il détient le monopole du transport de l'électricité, il n'est pas moins présent, pour ne pas dire omniprésent, dans la production et dans la distribution de l'énergie électrique aux côtés d'opérateurs privés d'envergure internationale – cantonnés en amont de la production et en aval de la distribution.

Cette organisation n'est pas sans poser des questions aux orthodoxes de la libéralisation des services collectifs, qui remarquent, outre la préférence du système d'acheteur unique à celui de l'accès des tiers au réseau, le manque de concurrence et la faiblesse des organes de régulation mis en place par le gouvernement marocain.

Les choses doivent, à nos yeux, être considérées de manière différente à l'aune des situations préoccupantes d'autres pays africains pour ce qui concerne la réorganisation de leur secteur électrique et la privatisation de leur société nationale d'électricité.

Le Maroc, dans la droite ligne des tenants du service public, a su faire la part des choses entre collectivité publique organisatrice et opérateurs – publics ou privés – chargés de gérer le service collectif. L'introduction du partenariat public-privé, dans ses différentes modalités – seul moyen de développer le système électrique dans des délais compatibles avec l'évolution du pays – a répondu pleinement aux autres objectifs de « fiabilisation » de la fourniture d'électricité et de baisse de son coût.

Par ailleurs, dans le domaine de l'électrification rurale, talon d'Achille de beaucoup de pays africains, le Maroc a su concilier l'intervention du secteur privé avec une contribution de la collectivité publique à ce type d'infrastructure – mesure nécessaire et indispensable pour réussir l'aménagement du territoire afin de freiner l'exode rural et de favoriser l'accès pour tous aux services essentiels.

Dans cette réorganisation, l'architecture du système de régulation fait pour l'instant l'impasse sur la création d'une autorité administrative indépendante, répartissant les tâches entre l'État et l'ONE, d'une part, et le Conseil de la concurrence comme gardien des prix et de la libre concurrence entre opérateurs, d'autre part. Ce rôle du Conseil de la concurrence est bien le sien dans un marché où la concurrence, sans être « pure et parfaite » est, de fait, patente. Il en est tout autrement en ce qui concerne le domaine des services collectifs, où le poids de l'opérateur historique est aussi prégnant.

À l'image des économies anglo-saxonnes, d'autres pays européens – fervents défenseurs du service public et de la prééminence de l'État sur l'économie – ont été convaincus de la pertinence de la création de commissions indépendantes de régulation sectorielles. Ces instances de régulation ont pour rôle de stimuler la concurrence lorsque le marché est dominé par un opérateur historique – la plupart du temps issu d'un monopole public – afin de permettre l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché.

N'oublions pas de mentionner, en revanche, que l'ONE est considéré, au regard des standards internationaux, comme une entreprise très efficace. Il figure parmi les entreprises d'électricité les mieux gérées des pays du continent africain et est en mesure de devenir un acteur international de l'électricité.

## Bibliographie

- Benhima, D., « Les réformes du secteur électrique: Le cas du Maroc », *Liaison Énergie-Francophonie*, IEPF, 1999, n° 44, p. 33-35.
- Benhima, D., « Le secteur électrique entre réforme et contraintes », *Liaison Énergie-Francophonie*, IEPF, 2001, n° 50, p. 11-14.
- Bouayad, B., « Privatisation du secteur de l'électricité au Maroc: évaluation à l'aide de l'approche du vote majoritaire », *colloque international du réseau MONDER (Mondialisation, Énergie, Environnement)*, Paris, juin 2001.
- Chevalier, J.-M., *Les grandes batailles de l'énergie: petit traité d'une économie violente*, Gallimard, Paris, 2004.
- Defeuilley, C., « Services urbains, les enjeux de la délégation » in *Financement des infrastructures et des services collectifs*, s/dir. Jean-Yves Perrot, Presses de l'école nationale des Ponts et Chaussées, 2001.
- Fassi-Fihri, A., « L'énergie en milieu rural et la mondialisation: Cas du Maroc », *Liaison Énergie-Francophonie*, IEPF, 2001, n° 50, p. 24-28.
- Institut de la Gestion Délégée, « La régulation des services publics locaux », Actes de la table ronde présidée par Claude Martinand, président de Réseau ferré de France, Paris, février 2000.
- Institut de la Gestion Délégée, « La place de la gestion déléguée dans le secteur de l'électricité au lendemain de la loi du 10 février 2000 », rapport du groupe de travail (coordination des travaux Levy D.).
- Levy, D., « La situation du secteur énergétique au Maroc », rapport pour la Commission européenne dans le cadre du projet MEDA-REC, 2002.
- Levy, D., « Les grands services en réseau: électricité et télécommunications », in *Financement des infrastructures et des services collectifs*, s/dir. Jean-Yves Perrot, Presses de l'école nationale des Ponts et Chaussées, 2001.
- Lorrain, D., « Multiutilité à Casablanca », Centre d'Études des Mouvements Sociaux, CNRS/EHESS, juin 2002.
- ONE, [www.one.org.ma](http://www.one.org.ma)



# La réforme du secteur électrique en Roumanie<sup>1</sup>

Cristina CREMENESCU

Chef du service de la réglementation et du marché concurrentiel

ENEL Servicii SRL

Bucarest, Roumanie

## Présentation générale de la Roumanie

La Roumanie est située au sud-ouest de l'Europe centrale, dans l'espace géographique délimité par les montagnes Carpates, le Danube et la mer Noire. Elle a une superficie de 238 391 km<sup>2</sup> (92 043 mi<sup>2</sup>), ce qui fait de la Roumanie le 12<sup>e</sup> pays en Europe en superficie. Sa population est de 22 430 500 habitants. Sa capitale est Bucarest.

La Roumanie est bordée au nord et au nord-est par la Moldavie et l'Ukraine, au nord et au nord-ouest par la Hongrie, à l'ouest et au sud-ouest par la Serbie, au sud par la Bulgarie et au sud-est par la mer Noire.

**Figure 15.1**  
**La Roumanie**



## Le secteur électrique européen à la fin du XX<sup>e</sup> siècle – Situation, évolution et perspectives

Au cours de la dernière décennie du XX<sup>e</sup> siècle, le monde entier a traversé un processus de libéralisation des marchés énergétiques. Il est clair que des mécanismes spécifiques du marché sont nécessaires pour assurer une allocation efficace des ressources.

Le mouvement de globalisation de l'économie mondiale, très rapide, s'est bien sûr répercuté sur le secteur de l'industrie énergétique. Cela a constitué une menace directe aux marchés protégés et inefficaces.

Les forces motrices du marché global d'électricité sont l'efficacité, la concurrence, la propriété privée et le flux international de capital.

L'Union Européenne, par son Livre blanc<sup>2</sup> nommé «Développement, compétitivité et l'embauche de la main-d'œuvre – Les défis et les voies pour entrer dans le 21<sup>e</sup> siècle», concentre sa politique énergétique sur l'intégration du marché, la concurrence (décentralisation) – surtout dans les secteurs de production de l'énergie – et sur la réduction de l'intervention de l'État. La politique énergétique a créé le fondement pour la protection des intérêts du public et du consommateur, ainsi que pour la formation d'un système de développement autosoutenu. On a identifié aussi les principales contraintes: un nationalisme économique malsain, les subventions gouvernementales, l'opposition des syndicats, une certaine inquiétude relativement à la sécurité de la fourniture et l'évolution des prix.

1. L'article a été écrit en 2003 et présente la réforme du secteur électrique en Roumanie à cette date. Depuis, les choses ont évolué, mais pas toutes dans le sens prévu.

2. COM (93) 700, décembre 1993.

La naissance de l'Europe «électrique» remonte à la création de l'UNIPEDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique) en 1925, puis aux nombreuses initiatives de coopération dont la plus spectaculaire reste sans doute la réalisation du plus grand réseau électrique interconnecté du monde, celui de l'Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE).

L'UCTE a été fondée en 1951. Une adaptation de ses statuts en a fait, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1997, l'organisation opérationnelle où se définissent les règles du jeu à caractère technique qui sont nécessaires au fonctionnement correct de l'interconnexion entre les réseaux de ses membres. Ses membres sont des entreprises partenaires de l'interconnexion électrique en fréquence synchrone qui touche une vingtaine de pays.

L'UCTE a pour objet la coordination des systèmes électriques de ses membres, notamment en ce qui concerne la fiabilité des interconnexions; elle établit des conditions techniques et organisationnelles facilitant les échanges d'énergie au sein de son système électrique, elle favorise les échanges d'expériences entre ses membres et elle coordonne les relations avec les autres grands systèmes électriques voisins.

En ce qui concerne les institutions de l'Union Européenne, les premières directives sur les prix, le transit et la coordination des investissements énergétiques sont apparues en 1989 et en 1990. Depuis, le débat s'est concentré sur l'introduction de la concurrence en tenant compte de la nature spécifique du «produit électricité». Le 1<sup>er</sup> juin 1995<sup>3</sup>, le Conseil des ministres de l'Énergie des 15 pays de l'Union Européenne a adopté un texte qui réaffirmait que «l'un des objectifs de la directive sur le marché intérieur de l'électricité est le renforcement de la concurrence pour le bénéfice de tous les consommateurs et qu'à cette fin, les systèmes électriques européens doivent progressivement intégrer les mécanismes du marché».

3. COM (95) 682, décembre 1995 – Livre blanc – «Une politique de l'énergie pour l'Union Européenne».

Juin 1996 a marqué une nouvelle étape importante et sans doute décisive dans la construction du marché unique européen de l'énergie: réunis au Luxembourg, les ministres de l'Énergie des pays de l'Union Européenne ont adopté à l'unanimité «une position commune» instituant la libéralisation partielle et progressive du marché de l'électricité en Europe<sup>4</sup>.

En 1996, le Parlement européen et le Conseil de l'Union Européenne ont arrêté la Directive 96/92/CE<sup>5</sup> concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Cette directive a apporté d'importantes contributions à la création d'un marché intérieur de l'électricité.

Le secteur électrique européen présente deux caractéristiques majeures: il évolue rapidement et il reste complexe, c'est-à-dire qu'il est «raplex». Son ouverture à la concurrence ne peut se réaliser sans précautions spéciales ni sans respecter les spécificités, souvent historiques, de l'organisation adoptée par chaque pays.

Les principaux obstacles à l'achèvement du marché sont liés à des questions d'accès au réseau, de tarification et de degré d'ouverture<sup>6</sup> des marchés entre les États membres.

En juin 2003, une nouvelle directive a été adoptée afin d'établir un marché intérieur pleinement opérationnel. La Directive 2003/54/CE<sup>7</sup> établit des

4. Décision n° 1254/96/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 1996 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie, JO n° L 161 du 29 juin 1996.

5. JO n° L 161 du 29 juin 1996.

6. Le degré d'ouverture représente le pourcentage de la consommation des consommateurs éligibles (qui ont le droit de changer le fournisseur d'électricité) dans la consommation totale. Par exemple, en Roumanie, initialement, seuls les consommateurs qui avaient une consommation d'au moins 100 GWh/an ont reçu le droit de changer de fournisseur d'électricité, ce qui correspondait à 10 % de la consommation finale d'électricité.

7. JO C 176 E du 15 juillet 2003, p. 37 – Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. Elle définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur électrique, l'accès au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations, ainsi que l'exploitation des réseaux [article 1].

On note en particulier les règles suivantes :

1. Les autorités de régulation nationales doivent garantir l'existence de conditions d'accès au réseau non discriminatoires.
2. Les gestionnaires indépendants des réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) doivent disposer de droits effectifs de prise de décision en ce qui concerne leur entretien, leur exploitation et leur développement.
3. Les tarifs de transport et de distribution sont approuvés par les autorités de régulation, sur la base d'une proposition du gestionnaire du réseau. Les tarifs sont non discriminatoires et reflètent les coûts de façon juste et raisonnable.

Un autre aspect important de la nouvelle directive concerne le respect des obligations de service public, qui peuvent porter sur la sécurité, la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat [article 3].

## **Le secteur électrique en Roumanie avant la restructuration**

L'évolution du secteur électrique en Roumanie est marquée par les grandes étapes suivantes : l'émergence du secteur jusqu'à l'avènement (ou la révolution) communiste, le régime communiste, la chute du communisme en 1989 et la restructuration du secteur en 1998.

### **L'émergence du secteur électrique : jusqu'en 1947**

Le secteur de l'énergie électrique en Roumanie était, à ses débuts, libéral, avec un développement concu-

rentiel de systèmes techniques locaux (courant continu ou alternatif, éclairage électrique ou au gaz). Les installations de production et de distribution de l'électricité provenaient de plusieurs initiatives : celles de l'État, des mairies, ou celles des investisseurs privés. Ces activités ont été concentrées en unités techniques et commerciales de plus en plus grandes, le but principal étant celui de réduire les coûts de production. Par exemple, en 1939, 229 entreprises étaient engagées dans le domaine de la fourniture d'électricité, dont 113 sociétés privées et concessionnaires, 85 services et sociétés des mairies, 10 régies commerciales publiques et 7 administrations étatiques.

### **Sous le régime communiste : de 1945 à 1989**

L'avènement du régime communiste après la Deuxième Guerre mondiale a marqué un tournant dans l'organisation du secteur électrique. Tout d'abord, l'ensemble du système électrique de la Roumanie, de la production jusqu'à la fourniture d'électricité, a été nationalisé.

Entre 1948 et 1950 existaient trois systèmes électriques de petite dimension et un grand nombre de réseaux de distribution (figure 15.2).

À partir des études et des recherches effectuées entre les deux guerres mondiales, on a élaboré le « Plan de l'électrification et de l'utilisation de l'eau », qui a été mis en œuvre entre 1950 et 1960.

L'objectif de ce plan était la réalisation du Système Électrique National. Des interconnexions ont été réalisées à l'intérieur du pays. En 1960, le réseau de transport et de distribution de l'électricité a couvert l'ensemble de la Roumanie.

La configuration du secteur électrique roumain en 1970 est présentée dans la figure 15.2.

Le régime communiste a centralisé la politique économique de la Roumanie sur le développement industriel, particulièrement sur des technologies ayant une grande intensité énergétique et matérielle. Le secteur énergétique s'est développé sur un fond assez confus et désorienté, et sous un fort contrôle



**Figure 15.2**  
**La structure du système électrique en 1950**



**Figure 15.3**  
**La structure du système électrique en 1965**



central de l'État qui accordait peu de considération au marché. Les activités dans le secteur de l'énergie électrique et de la chaleur étaient sous la coordination du ministère de l'Énergie électrique.

Le système a été conçu afin qu'il fonctionne en synchronisation à l'interconnexion de la Commission d'Aide Économique Réciproque (CAER) et de SEI – Systèmes Électriques Interconnectés, par l'intermédiaire de quelques lignes électriques internationales: 2 de 110 kV, 1 de 220 kV, 3 de 400 kV, et 1 de 750 kV. Toutefois, après 1983, le réseau national roumain a été pratiquement isolé. Les importations d'électricité à base contractuelle de l'ex-Union soviétique, totalisant 10 % de la consommation totale, alimentaient seulement quelques « poches » isolées par rapport au réseau, connectées aux réseaux électriques internationaux.

En l'absence de réserve, le système fonctionnait avec des valeurs de fréquence réduites, entre 47,0 Hz et 48,5 Hz, et cela a eu de très graves conséquences sur les installations du système électrique (de la production à la fourniture), mais également sur les installations industrielles. De graves dommages étaient provoqués chaque année, chez les consommateurs d'électricité, à cause de certains débranchements manuels ou accidentels. C'est grâce aux ingénieurs en charge du système énergétique que la Roumanie n'a pas connu de longues interruptions de fourniture de service pendant cette période-là.

En conséquence de cette politique économique artificielle, la Roumanie enregistrait, en 1989 (date de la chute du régime communiste), une consommation d'énergie primaire par habitant plus grande que les valeurs de l'Italie et de la France à cause de l'inefficacité du système, car les services, le transport et même l'agriculture étaient peu développés. La consommation d'énergie de la population était très basse en raison d'un système de rationnement très sévère.

### Chute du communisme – 1989

La Régie Nationale de l'Électricité (RENEL), créée après 1989, intégrait les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité et de la chaleur.

La RENEL détenait dans son portefeuille de production des centrales hydroélectriques et thermoélectriques<sup>8</sup>.

**Tableau 15.1**  
**Puissance installée et production réelle de la RENEL en 1994**

	Puissance installée (MW)	Production en 1994 (%)
Centrales hydroélectriques	5 840	28,21
Centrales thermoélectriques	14 863	71,79
Charbon	8 588	41,48
Hydrocarbures	6 275	30,31

En 1993, la RENEL détenait 59 centrales thermoélectriques à base de combustibles fossiles. Les groupes de condensation représentaient 80 % de la capacité totale à base de charbon et 45 % de celle à base d'hydrocarbures. Les autres groupes fonctionnaient en cogénération. Seulement 20 % de la puissance installée du système énergétique avait moins de 15 ans; plus d'un tiers dépassait l'âge de 25 ans.

Les différences de performances économiques des groupes énergétiques individuels se reflètent dans la grande dispersion des coûts moyens pour l'énergie électrique: de 0,9 cent US/kWh dans la principale centrale hydroélectrique à approximativement 15 cents US/kWh dans le cas de quelques groupes thermoélectriques obsolètes, dans les centrales alimentées par combustible impropre ou dans celles ayant de grandes indisponibilités.

La construction de la centrale nucléaire Cernavoda a été initiée en 1990 afin d'augmenter la puissance installée de 3 500 MW ( $5 \times 700$  MW). La technologie CANDU, qui utilise l'uranium naturel comme combustible et l'eau lourde en tant que modérateur et

8. Le contexte roumain nous oblige à utiliser l'expression « centrales thermoélectriques » pour désigner la production d'électricité ou la production de l'électricité en cogénération à partir du thermique, et surtout pour les différencier des « centrales thermiques » qui produisent seulement de la chaleur.

agent de refroidissement, a été choisie. La construction a connu plusieurs retards. Le Groupe n° 1 a finalement été mis en service (commercial) le 2 décembre 1996. Le Groupe n° 2 est complété à 35 %, et son achèvement nécessitera 750 millions \$US.

Par ailleurs, entre les années 1990 et 1996, la Roumanie a connu une grande diminution de la consommation d'électricité. En 1996, la consommation d'électricité était de 52,1 TWh, c'est-à-dire 30 % de moins qu'en 1990. La pointe hivernale du système énergétique a été de 9,2 GW, par rapport à une puissance réellement disponible de 14 GW. La puissance réellement disponible représentait seulement 70 % de la capacité totale du pays, qui était alors de 20 GW (14 GW thermoélectriques, 6 GW hydroélectriques). La diminution de la consommation d'électricité et d'énergie thermique a continué pendant la période 1997-1998, à cause des effets du programme de la restructuration de l'économie. Cette décroissance a d'ailleurs accru la crise économique et financière du pays.

La RENEL a fonctionné dans un environnement protégé, fort contrôlé par l'État, et en se préoccupant peu des mécanismes du marché. En conséquence, les décisions ont été prises en considérant les aspects politiques et techniques et non sur une base économique ou commerciale; les effets ont été négatifs, autant pour les consommateurs que pour le secteur énergétique en général.

Notamment, la tarification de l'électricité et de la chaleur subventionnée a généré un flux de trésorerie (*cash-flow*, en anglais) insuffisant pour assurer l'exploitation et la maintenance des installations ainsi que pour assurer le développement du secteur. Cela a également engendré une utilisation inefficace de l'énergie électrique. La Roumanie était alors parmi les pays présentant la plus grande intensité énergétique.

Ces décisions ont eu comme résultat un secteur de l'énergie électrique caractérisé par des équipements obsolètes, par un grand besoin d'investissements, par une culture non commerciale et par peu de considération pour le client (consommateur).

On peut synthétiser quelques particularités du secteur électrique roumain avant la restructuration :

#### *Particularités techniques et géographiques*

- Un réseau de transport largement dimensionné, assurant l'interconnexion des principales centrales du pays.
- Un patrimoine existant en surcapacité, dont la majeure partie est en mauvais état (environ 20 000 MW de puissance installée, pour une demande limitée à 7 000 MW).
- Des ressources naturelles concentrées dans la partie sud-est (80 % du lignite et de l'hydraulique au fil de l'eau).
- Une production en cogénération significative (37 % de la puissance thermique installée).

#### *Particularités culturelles et institutionnelles*

- Une culture marchande affaiblie par 40 années d'économie centralisée et la persistance d'une situation de crise depuis 10 ans.
- Un pouvoir central fort face à des pouvoirs locaux historiques (régions et municipalités) en pleine mutation (les municipalités commencent seulement à prendre une certaine légitimité).

#### *Particularités de la demande*

- Une demande essentiellement industrielle (80 % de l'énergie est vendue au secteur industriel, qui présente également une très forte intensité énergétique; les 30 plus gros clients représentent un quart de l'énergie vendue dans le pays).
- Une part significative des dysfonctionnements de la RENEL résulte de l'absence de toute référence aux principes d'économie de marché.
- Une absence de pression de la clientèle due aux habitudes héritées du passé (quotas, politique énergétique, pilotage par les flux physiques).
- Une politique d'élaboration des tarifs qui ne fait pas assez référence aux coûts et qui peut générer des pertes, les recettes étant plus faibles que les coûts, car les tarifs sont trop subventionnés.

- Des décisions d'investissement prises sans références économiques et financières fiables (les engagements de travaux de capacité de production englobent toutes les ressources financières de la RENEL).
- Un management qui ne fait pas référence à l'efficacité économique et qui induit une culture managériale déresponsabilisante.

### La réforme du secteur électrique en Roumanie

La restructuration du secteur électrique en Roumanie a pour finalité l'intégration du marché de l'électricité roumain à celui de l'Union Européenne. Ainsi, les changements de structure doivent induire une transformation des comportements des acteurs; les décisions autrefois basées sur des considérations techniques devront maintenant être induites selon un comportement économique. Pour ce faire, de nouveaux modes de relations fondés sur des mécanismes contractuels qui font référence à des systèmes prix/qualité devront être introduits.

La réforme institutionnelle et la réorganisation du secteur qui en découle ne pourront se faire que progressivement. Après 40 ans d'économie centralisée, le pays n'avait ni les ressources humaines, ni les

moyens nécessaires pour créer du jour au lendemain un marché concurrentiel.

Ainsi, les grandes étapes de la réforme institutionnelle sont les suivantes :

- 1) Restructuration du secteur (1998).
- 2) Création de l'Autorité nationale de réglementation de l'énergie<sup>9</sup> (opérationnelle en 1999).
- 3) Libéralisation du secteur électrique (à partir de 2000).

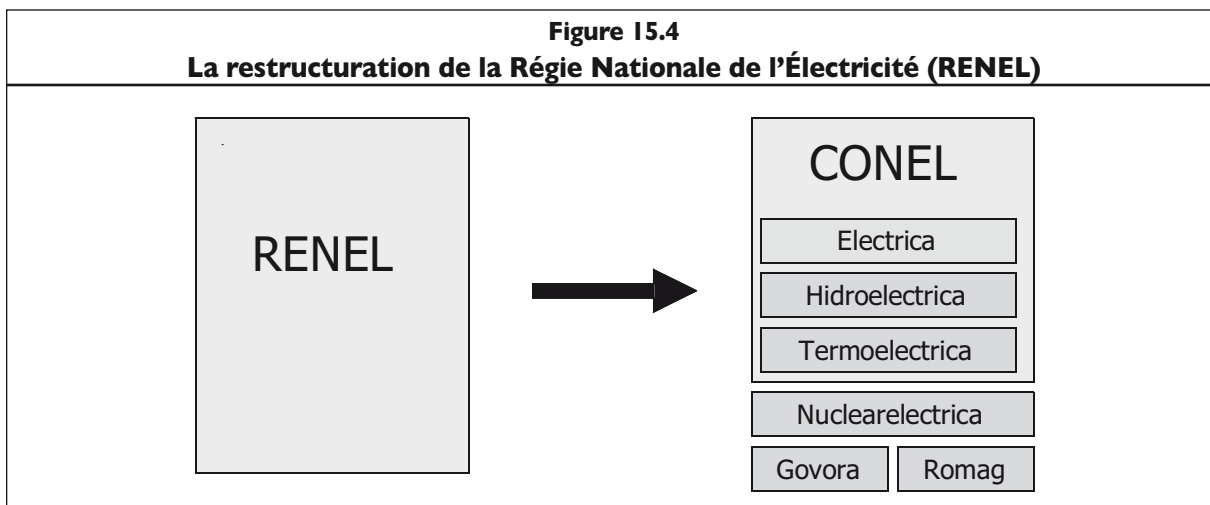
### La restructuration du secteur

La réforme en Roumanie a commencé en 1998 avec la restructuration de la RENEL en plusieurs entités.

La Compagnie Nationale de l'Électricité (CONEL) a été créée par la Décision du Gouvernement n° 365/3.07.1998 (figure 15.4).

La CONEL comprend trois filiales :

- Electrica – distribution et commercialisation de l'électricité;
- Termoelectrica – production d'électricité et de chaleur par les centrales thermoélectriques;
- Hidroelectrica – production d'électricité dans les centrales hydroélectriques.



9. Traduction du roumain: *Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei.*

La production nucléaire de l'électricité a été aussi séparée par la création de la société Nuclearelectrica SA.

À l'occasion de cette restructuration, les deux premiers producteurs indépendants, Govora et Romag, sont apparus. Il est à noter que le capital de ces deux producteurs est entièrement détenu par l'État. La centrale thermoélectrique de Govora fonctionne à base de lignite; elle a une puissance installée de 200 MW (2 turbines à vapeur à contre-pression de 50 MW chacune et 2 turbines d'extraction également de 50 MW chacune). Elle assure la chaleur pour la ville de Rm. Vâlcea et pour les consommateurs industriels. La centrale thermoélectrique Romag fonctionne aussi à base de lignite; elle a une puissance installée de 200 MW (1 turbine à vapeur à contre-pression de 50 MW et 3 turbines d'extraction aussi de 50 MW chacune). Elle assure la chaleur pour la ville de Drobeta Tr. Severin et aussi la vapeur pour la préparation de l'eau lourde (nécessaire à la centrale nucléaire).

La CONEL avait aussi l'obligation d'organiser l'activité des Opérateurs de Transport, du Système (la conduite du réseau) et du Marché (opérateur commercial). Alors, pour la première fois, on a séparé le transport, la conduite du réseau (l'opérateur du système électrique) et l'opérateur du marché. Les

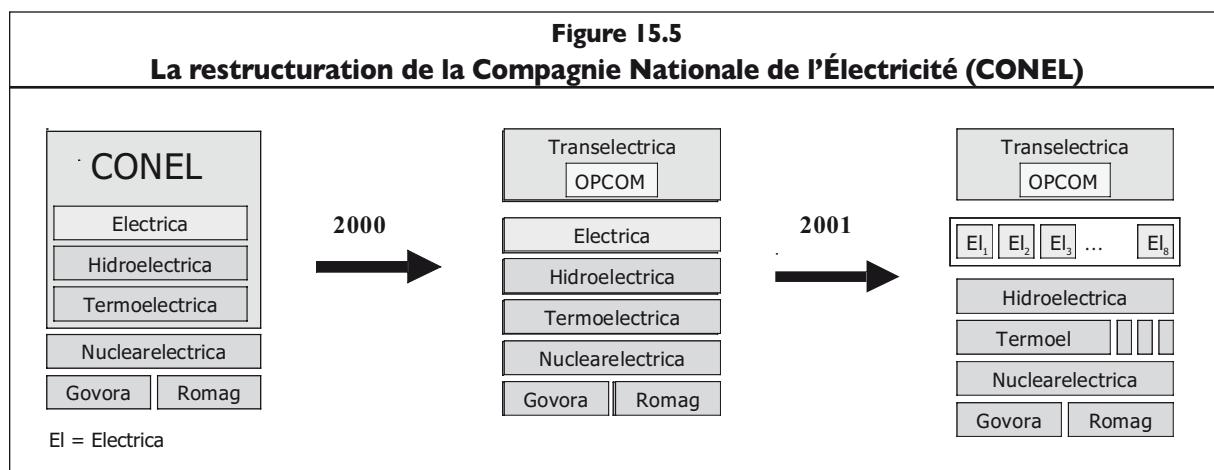
activités de transport de l'électricité et la conduite du système électrique ont été organisées, au sein de la CONEL, en huit succursales territoriales.

En 2000, la restructuration du secteur a continué; par la Décision du Gouvernement n° 138/2000, on a réorganisé la CONEL pour faire apparaître la concurrence dans les segments de la production et de la distribution de l'électricité. En 2001, les filiales et les succursales de la compagnie nationale étaient organisées comme des sociétés commerciales (figure 15.5).

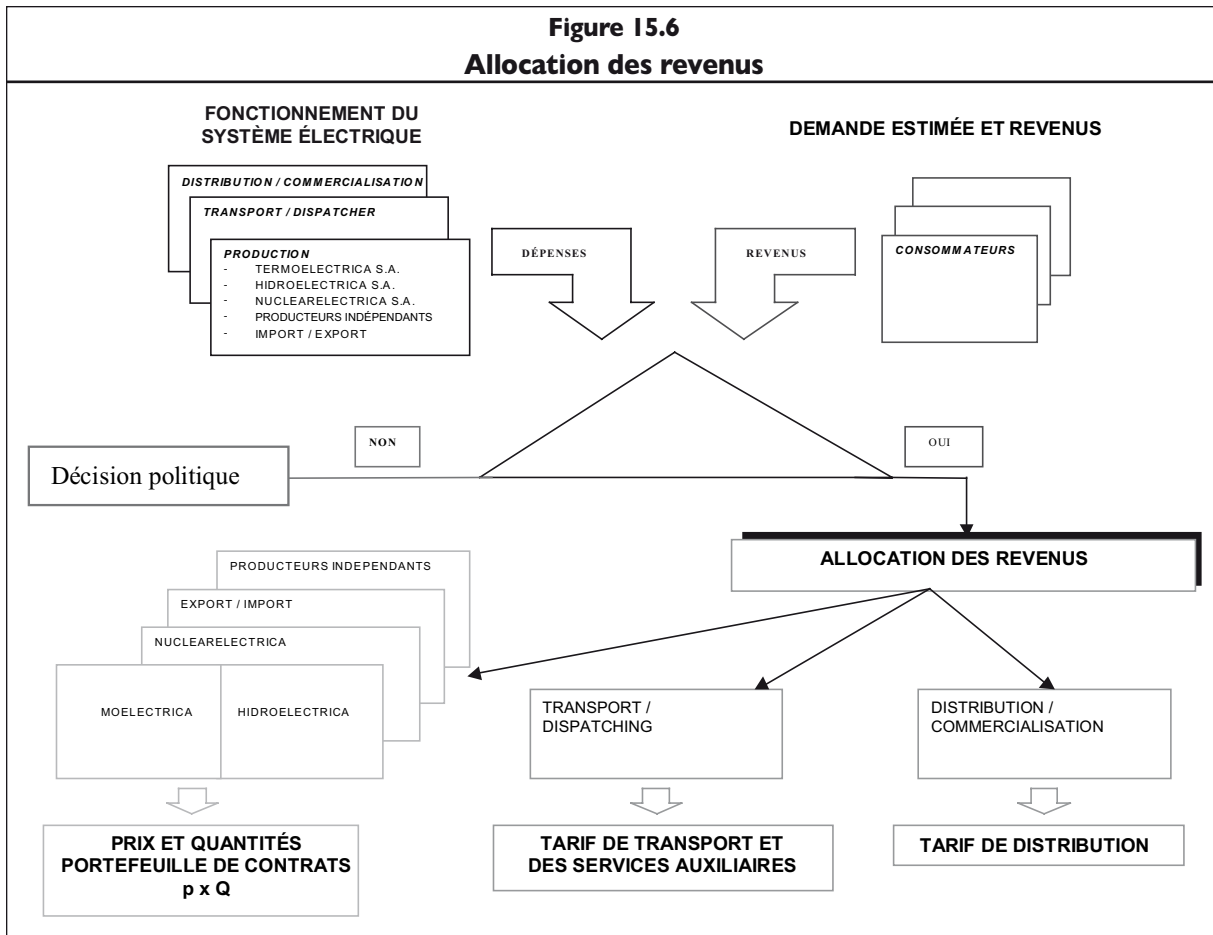
### L'Autorité Nationale de Réglementation de l'Énergie

Deux ordonnances ont vu à la création de l'Autorité nationale de réglementation de l'énergie (ANRE).

En 1998, l'Ordonnance d'Urgence n° 63/28.12.1998<sup>10</sup> concernant l'électricité et la chaleur a été publiée. Le but de cette ordonnance était d'assurer la sécurité énergétique du pays et, en même temps, de créer un environnement institutionnel concurrentiel dans le secteur énergétique. Elle établissait la définition de l'autorité compétente devant assurer le cadre institutionnel nécessaire à la mise en œuvre des directives européennes. Finalement, cette ordonnance définissait également l'orientation générale de la politique énergétique, soit celle d'assurer la croissance de l'efficacité énergétique.



10. Elle a été approuvée en juillet 2003 par la loi n° 318 de l'électricité.



La même année, l'Ordonnance d'Urgence n° 29/22.10.1998<sup>11</sup> crée l'Autorité Nationale de Régulation de l'Énergie (ANRE), qui est devenue opérationnelle au printemps 1999. La mission de l'ANRE est la définition et la mise en œuvre du système des régulations nécessaire au fonctionnement du marché sur les plans de l'efficacité, de la concurrence, de la transparence et de la protection des consommateurs.

La réglementation d'intérêt général est publiée dans la *Gazette nationale* et, pour assurer le déploiement de l'information, toute la réglementation est publiée sur le site Internet de l'ANRE, à l'adresse [www.anre.ro](http://www.anre.ro).

11. Approuvée avec des modifications et des compléments par les lois n° 99/8.06.2000 et n° 789/29.12.2001.

### L'allocation des revenus

La règle pour l'allocation des revenus par entité a également été établie (figure 15.5). Pour la première fois, les revenus étaient répartis selon des critères objectifs et non pas selon des priorités subjectives.

Le portefeuille de contrats : les distributeurs/fournisseurs achètent l'électricité de différents producteurs et gèrent donc un portefeuille de contrats.

La procédure pour la détermination des prix et des quantités d'électricité des contrats de portefeuille a établi également les modalités d'allocation, à chacun des opérateurs du marché, des revenus totaux provenant de la vente d'électricité aux consommateurs finals. Cette procédure tient compte des restrictions prévues dans le Code commercial (par exemple, pour la production, la consommation de charbon, le fonctionnement des groupes de cogénération et des



centrales hydroélectriques au fil de l'eau. L'électricité ne pouvant pas être stockée, elle est utilisée en priorité dans le marché).

### Marché de gros de l'électricité

Le Code commercial du marché de gros de l'électricité, approuvé en juillet 1999, établit les relations commerciales sur ce marché. Il définit l'organisation générale, les mécanismes de fonctionnement du marché (notamment une procédure de répartition de la production par ordre de mérite) et les critères d'éligibilité de participation au marché pour les consommateurs et les producteurs. Le Code établit également le rôle de l'Opérateur du Marché en tant qu'administrateur du marché. Finalement, il précise les droits et les responsabilités des agents économiques concernés :

- l'accès au marché;
- les contrats;
- les paiements;
- les règlements techniques obligatoires du système électrique;
- les disputes;
- le partage du risque.

Le marché de gros a été structuré en deux composantes :

- **le marché réglementé** – il couvrait initialement 90 % de la demande finale et était réglementé par les contrats-cadres : de portefeuille<sup>12</sup>, de type CAE<sup>13</sup>, de transport<sup>14</sup>, pour les services auxiliaires<sup>15</sup>;

12. Contrat conclu entre un producteur (qui détient plusieurs unités de production : SC Hidroelectrica SA et SC Termo-electrica SA) et le fournisseur (en même temps distributeur – SC Electrica SA), qui décrit, pour chaque intervalle de temps prédéfini, les quantités totales (Q) et les prix d'achat/vente (p) de l'électricité. Les quantités étaient déterminées avec le logiciel Powrsym, qui assurait l'optimisation économique du fonctionnement du système. Les contrats, de long terme, sont définis sur cinq années, pour l'électricité vendue sur le marché réglementé. Les prix et les quantités sont déterminés et fixés au début de chaque année.

13. Contrat d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement*, en anglais) – contrat de long terme, conclu pour six années, entre SC Electrica SA et SN Nuclearelectrica.

- **le marché concurrentiel** – des contrats bilatéraux avec des quantités et des prix négociés, habituellement entre les producteurs et les consommateurs éligibles<sup>16</sup>, et le marché au comptant (la bourse).

En même temps, les codes techniques pour les réseaux électriques de transport et de distribution ont été préparés. Les demandes techniques pour assurer le fonctionnement économique du système sur les plans de la sûreté, de la fiabilité et de la stabilité ont alors été établies.

La figure 15.7 présente les arrangements commerciaux à la fin de 1999.

### Délivrance des licences et des autorisations

L'ANRE a rédigé le projet « Règlement pour la délivrance des licences et des autorisations » qui a été approuvé par la Décision du Gouvernement n° 567/1999. Les licences précisent les activités et responsabilités des entités. Seules les licences pour l'activité de commercialisation de l'électricité et de la chaleur ont été délivrées pour huit années; les autres ont 25 années de validité. La remise des licences a commencé en 1999 et, en 2002 plus de 550 licences et autorisations avaient été délivrées (tableau 15.2).

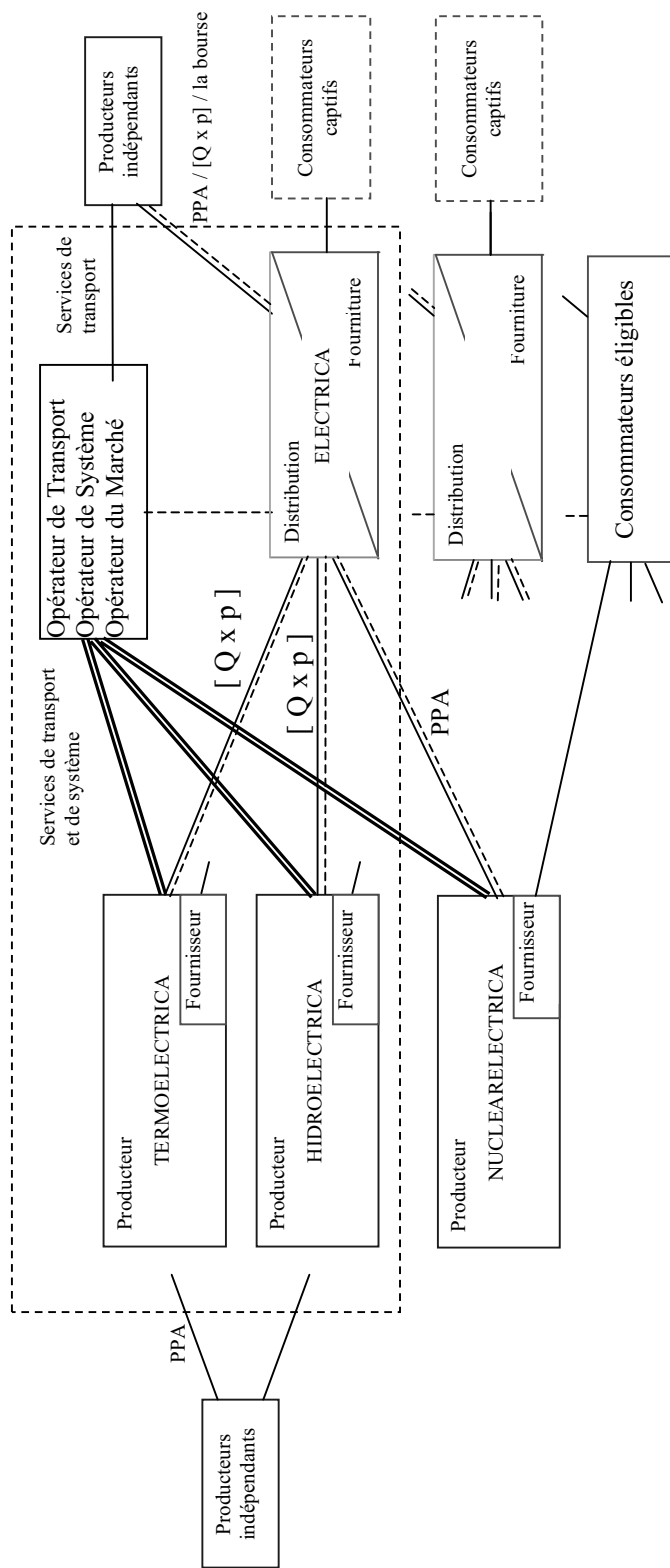
Les agents sous licence ont l'obligation de présenter à l'ANRE un rapport financier annuel en conformité à la procédure émise par l'ANRE.

14. Conclut entre les producteurs et l'Opérateur de Transport (GRT), pour le service de transport de l'électricité.

15. Conclut entre les producteurs et l'Opérateur de Système pour assurer (a) la compensation des pertes dans les réseaux, (b) la réserve, (c) le contrôle de fréquence et (d) la puissance réactive.

16. Le consommateur éligible (initialement les grands consommateurs – voir le tableau 2), a le droit de choisir le fournisseur et de contracter directement l'électricité, ayant accès aux réseaux de transport et de distribution.

**Figure 15.7**  
**Le marché en gros – les arrangements commerciaux**



**Tableau 15.2**  
**Licences délivrées par l'ANRE entre 2000 et 2002**

2000/2001/2002	Électricité	Chaleur	Total
Production	10	48	58
	4	95	99
	19	37	56
Transport	1	6	7
	0	1	1
	0	1	1
Conduite du réseau (1999)	1		1
	0		0
	0		0
Services auxiliaires	0		0
	1		1
	0		0
Administration du marché	0		0
	1		1
	0		0
Distribution	4	23	27
	1	33	34
	10	14	24
Commercialisation	14	49	63
	13	91	104
	30	31	61
<i>Total partiel</i>	30	126	156
	20	220	240
	<b>59</b>	<b>83</b>	<b>142</b>
Autorisations de mise en chantier	0	0	0
	2	1	3
	0	1 (cogénération)	1
Mises en service	0	0	0
	1	0	1
	1	1 (cogénération)	2
Autorisations d'exploitation	0	0	0
	2	16	18
	26	3+2 (cogénération)	31
<i>Total partiel</i>	30	126	156
	25	237	262
	<b>86</b>	<b>90</b>	<b>176</b>
<b>Total (fin 2002)</b>	<b>141</b>	<b>453</b>	<b>594</b>

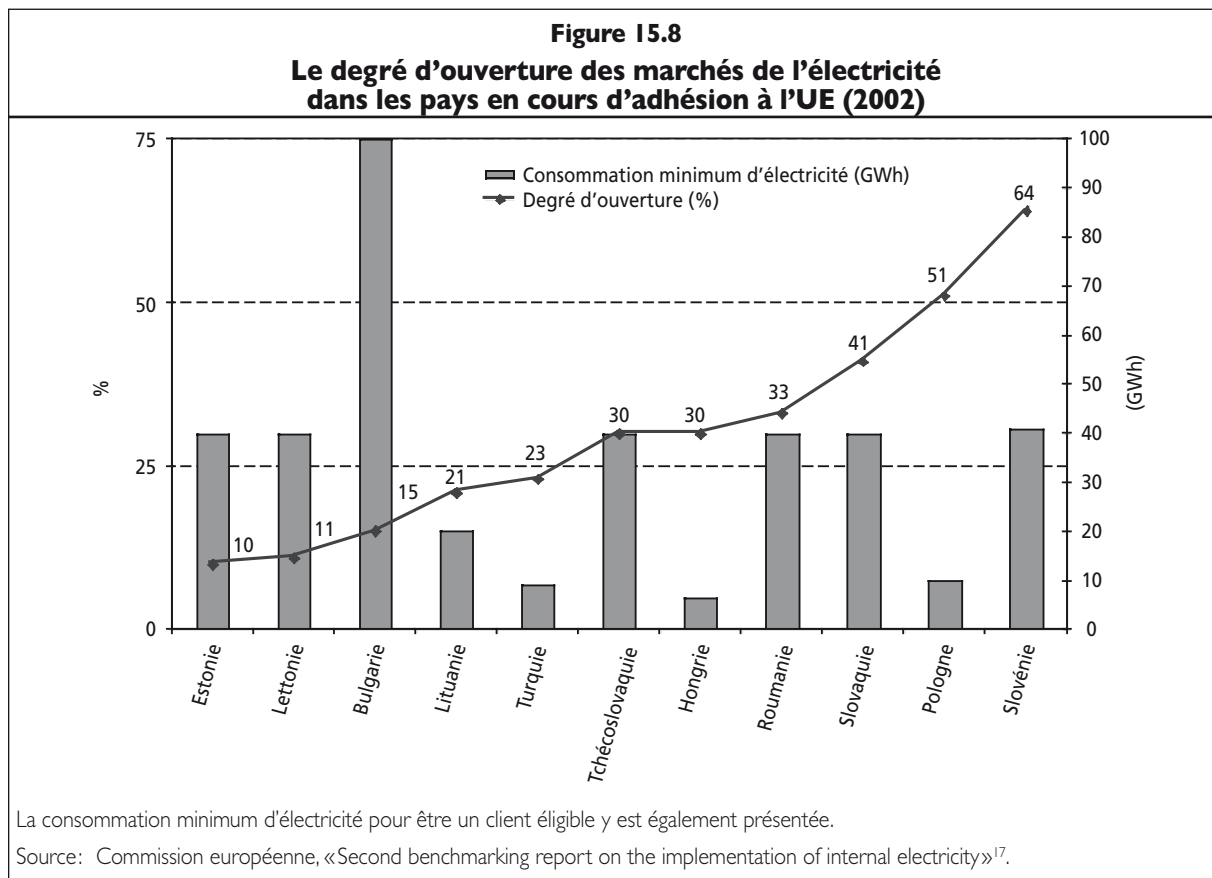
### L'accréditation des clients éligibles

L'ANRE a continué à élaborer le cadre réglementaire nécessaire pour favoriser l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité. Elle a ainsi défini en 1999 le «Règlement pour l'accréditation des clients éligibles».

Depuis 2000, par la Décision du Gouvernement n° 122/2000, le marché de gros de l'électricité est ouvert à la concurrence et n'a cessé d'évoluer jusqu'en 2002 (tableau 15.3).

En 2002, parmi les pays en cours d'adhésion à l'Union Européenne, on a remarqué que le marché de l'électricité de la Roumanie figurait parmi les plus ouverts (figure 15.8).

Décision du gouvernement (Les Décisions du Gouvernement entrent en vigueur à la date de publication dans la <i>Gazette nationale</i> )	Degré d'ouverture (pourcentage de la consommation finale d'électricité)	Consommation minimum d'électricité (pour être consommateur éligible)
N° 122/2000, JO 77/21.02.2000	10%	100 GWh
N° 982/2000, JO 529/27.10.2000	15%	100 GWh
N° 1272/2001, JO 832/21.12.2001	25%	40 GWh
N° 48/2002, JO 71/31.01.2002	33%	40 GWh



17. SEC (2003) 448, Bruxelles, 7.4.2003.

## Tarification et prix de l'électricité et de la chaleur

Après 1999, de nouvelles méthodologies tarifaires ont été mises en œuvre. Elles spécifient le mode de calcul des prix/tarifs en précisant les charges acceptées et les procédures d'ajustement. La tarification est basée sur le prix coûtant majoré<sup>18</sup>:

- la production d'électricité et de chaleur – pour la production en cogénération, l'ANRE a établi la règle de l'allocation des coûts entre l'électricité et la chaleur;
- les tarifs de transport – les coûts du service sont répartis entre les principaux points d'interconnexion du réseau; cette modalité de répartition transmet des signaux corrects en ce qui concerne le développement du réseau, l'emplacement de nouveaux producteurs ou de grands consommateurs;
- les services auxiliaires – pour le contrôle de la fréquence, pour la réserve de puissance et pour la puissance réactive;
- la distribution – tarifs monômes (110 kV, postes 110 kV-moyenne tension, lignes de moyenne tension, postes moyenne-basse tension, lignes de basse tension);
- la production nucléaire;
- le service de l'opérateur du marché – le tarif est établi en tenant compte du nombre d'unités participantes au marché et de la valeur des transactions;
- le service de l'opérateur du système – le tarif est établi en tenant compte du nombre d'unités qui fournissent le réseau en électricité et de la quantité d'électricité transportée sur le réseau.

Le coût de l'électricité fournie au consommateur final représente la somme des coûts de production, de transport, de distribution et de commercialisation. À la fin de l'année 1999, le prix pour les consommateurs résidentiels était de 50 USD/MWh et, pour les industriels, de 37 USD/MWh.

Le système de tarification en vigueur entre 1990 et 1998 a permis deux types de subventions croisées dans un objectif de protection sociale: des industriels au bénéfice du consommateur résidentiel (20% pour l'électricité et 40% pour la chaleur) et, entre les deux produits, de l'électricité au profit de la chaleur.

Malgré tout, les subventions ont eu des effets négatifs sur les familles pauvres et les industriels. Les familles pauvres ont peu bénéficié du prix réduit de l'électricité, car elles consomment peu d'électricité. Les industriels, en payant plus cher l'électricité, connaissent une compétitivité réduite. Les prix et les tarifs étaient ajustés seulement par rapport au taux de change ROL/USD.

Le nouveau système tarifaire de l'électricité a permis l'élimination des subventions croisées et il a tenté de respecter le profil de la consommation (la valeur de la puissance consommée aux heures de pointe, la durée et la période de consommation).

Pour la population (défavorisée) consommant moins de 60 kWh par mois, un tarif social a été introduit (39,5% de la population bénéficie de ce tarif).

Pour les consommateurs industriels, un nouveau tarif a été introduit, basé sur trois facteurs d'utilisation de la puissance contractée, différenciés sur trois plages horaires.

## La situation actuelle

En 2000, la production d'électricité était de 51,9 TWh, soit 31% de moins qu'en 1989, mais 2,4% de plus qu'en 1999. En 2002, la production a augmenté à 55,2 TWh (tableau 15.4).

Production	2000	2001	2002
SC Termoelectrica SA	57	58,4	45,5
SC Hidroelectrica SA	28,3	26,9	28,8
SC Nuclearelectrica SA	10,5	10,1	10
Autres producteurs	4,2	4,6	15,7
Total	51,9TWh	53,9TWh	55,2TWh

18. Équivalent français de *cost plus margin*.

La concurrence sur le marché n'était pas élevée en 2001 alors que l'index Hirschman-Herfindahl (HHI)<sup>19</sup> était d'environ 4000; cela représente 2,5 sociétés équivalentes au niveau national.

À partir du début de 2003, la concurrence s'est accrue sur le marché de l'électricité (figure 15.9), en conséquence de l'apparition des producteurs indépendants.

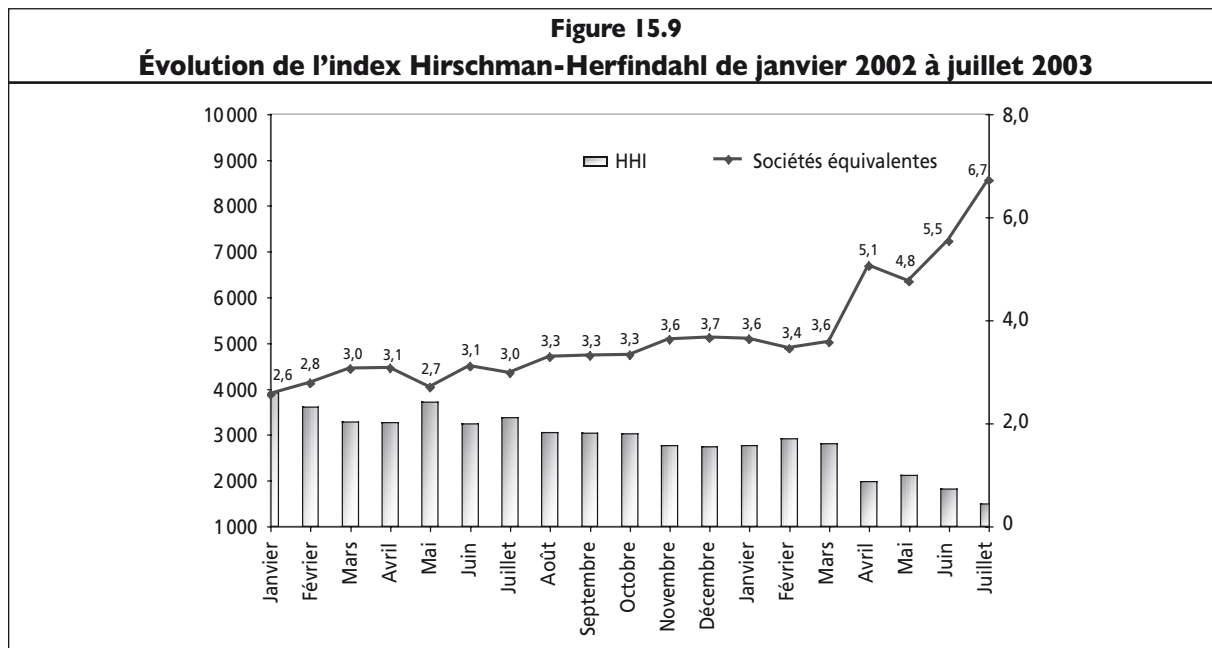
### Conclusions

Depuis 1999, des pas importants ont été faits dans le cadre de la restructuration du secteur énergétique, et maintenant on s'affaire à la mise en œuvre de la stratégie de privatisation. Les prochaines actions concernent :

- la réglementation des prix de l'électricité et de la chaleur;
- l'ouverture totale, mais progressive, du marché pour assurer un mécanisme de formation des prix concurrentiels (selon un calendrier d'ouverture du marché présenté au tableau 15.5);

Degré d'ouverture	Date	Consommation minimum d'électricité
40%	31 décembre 2003	20 GWh
55%	31 décembre 2004	1 GWh
100%	30 juin 2005	pour les industriels

- la privatisation des opérateurs du marché – la récente « Feuille de route dans le domaine énergétique », approuvée par la Décision du Gouvernement n° 890/29.07.2003, prévoit la privatisation de la distribution de l'électricité et de sa production. La privatisation des deux premières sociétés de distribution (SC Electrica Banat et SC Electrica Dobrogea) doit être complétée au début de 2004. La privatisation de la production va commencer avec les plus grandes centrales thermoélectriques au charbon. La privatisation des centrales hydroélectriques est également prévue et concerne 21 projets d'investissement qui sont en cours.



19. L'index Hirschman-Herfindahl (HHI) mesure le degré de concentration du marché. Une valeur près de 0 représente

un marché concurrentiel et une valeur près de 10 000 signifie un monopole.



La Roumanie semble maintenant préparée pour atteindre l'objectif final qui est l'achèvement de l'ouverture totale du marché de l'électricité en vue de son intégration au futur marché régional (Europe du Sud-Est) et, en bout de ligne, au marché européen.

# Le nouveau cadre institutionnel et l'organisation du secteur électrique du Sénégal\*

Alioune FALL  
Lamine THIOUNE

Dès le début de la décennie 1980, le Sénégal a défini et s'est efforcé de mettre en œuvre des politiques d'ajustement de son économie qui n'ont cependant pas permis, du moins jusqu'en 1993, de maîtriser significativement la détérioration des indicateurs macroéconomiques.

C'est en 1994, après la dévaluation du franc CFA, qu'est finalement formulée une stratégie d'ajustement globale de l'économie visant à créer les conditions d'une croissance économique forte et durable et d'une réduction de la pauvreté, et dont les principaux objectifs sont :

- l'approfondissement de la politique de libéralisation économique ;
- la création de conditions d'une saine concurrence par l'amélioration du cadre réglementaire et institutionnel ;
- l'amélioration de la compétitivité des entreprises ;
- la promotion des investissements par la révision de la législation et de la réglementation ;
- le recentrage du rôle de l'État ;
- la promotion du secteur privé ;
- la mise en place d'un dispositif d'incitation et de sécurisation de l'investissement privé ;
- la lutte contre la pauvreté.

\* Note des auteurs : La rupture de contrat qui est intervenue entre l'État du Sénégal et le consortium Hydro-Québec-ELYO n'est pas de nature à remettre en cause le cadre institutionnel et l'organisation du secteur électrique du Sénégal qui sont exposés, et c'est la raison pour laquelle nous avons pris le parti de les livrer tels quels.

## Contexte macroéconomique

Jusque dans le début des années 1980, l'essentiel du financement des infrastructures, en particulier celles du secteur de l'électricité, était assuré par des sources publiques de financement ainsi que par les partenaires au développement bilatéraux et multilatéraux. Mais dans le contexte actuel marqué par un accroissement important des besoins d'investissement à caractère social (éducation, santé et lutte contre la pauvreté) au détriment du financement des activités productives, on note une réduction majeure des financements provenant, d'une part, des organismes officiels de financement, agences d'aide bilatérale et multilatérale et, d'autre part, du budget de l'État.

La réforme du secteur électrique du Sénégal opérée en 1998 s'inscrivait dans le cadre de la réforme du secteur de l'énergie, qui elle-même participe à la stratégie plus globale d'ajustement de l'économie. Cette stratégie d'ajustement globale visait la stabilité fiscale et monétaire, la libéralisation de l'économie, la réduction de la taille du secteur public et la promotion du développement du secteur privé. Sa mise en œuvre avait contribué à la restauration de l'activité économique et de la position financière du Sénégal avec :

- un redressement du taux de croissance qui, après trois années de stagnation, voit le PIB croître de 3% en 1994 et de près de 5% de 1995 à 1997 ;
- un déficit de la balance des paiements qui, de 10% en 1994, s'établit à 6% en 1997 ;
- un taux d'inflation qui chute de 32% en 1994, année de la dévaluation, à moins de 3% en 1997 ;
- un déficit budgétaire (hors dons) qui décroît de 6% du PIB en 1994 à 1,5% en 1997.

Dans le cadre de la politique économique, la « Lettre de politique de développement du secteur privé » (PASCO) prévoyait, pour le secteur de l'énergie, l'objectif de réduction du coût des facteurs techniques de production en vue du renforcement de la compétitivité des entreprises. Il s'agissait de façon concrète d'éliminer les inefficacités, de diminuer le coût d'approvisionnement assumé par les consommateurs et de favoriser le financement du développement du secteur.

À cette fin, il avait été convenu de redéfinir les missions de l'État, de promouvoir une plus grande participation du secteur privé, de libéraliser et de créer les conditions d'une croissance saine de ce secteur. Dès lors s'était imposée la nécessité de réviser complètement le cadre légal et réglementaire du secteur de l'énergie en vue d'accroître la productivité et la compétitivité du secteur.

La politique énergétique de 1997 a ainsi mis l'accent sur trois dimensions fondamentales:

- Sur le plan économique, il s'agit de rationaliser les conditions d'approvisionnement, de production, de distribution et de consommation d'énergie, dans le respect des intérêts à long terme du pays.
- Sur le plan environnemental, le respect des équilibres écologiques fondamentaux et l'encouragement d'une gestion rationnelle des espaces ruraux dans les zones d'exploitation forestière à usage énergétique sont prônés.
- Sur le plan social, il est question d'élargir l'accès des populations aux formes modernes d'énergie, condition *sine qua non* de réussite de la lutte contre la pauvreté, de l'amélioration de la santé des populations, de succès dans les efforts de réduction de l'analphabétisme, du développement de l'agriculture, de la promotion de la femme, etc.

La stratégie devait se traduire par l'adoption de mesures qui englobent tous les sous-secteurs de la sphère énergétique, avec en particulier:

- la libéralisation des importations, du transport et de la distribution des produits pétroliers, ainsi que l'abolition de la convention spéciale de la Société africaine de raffinage (SAR) et son remplacement par une surtaxe temporaire et dégressive sur les importations de produits finis;
- l'ajustement trimestriel automatique des prix des produits pétroliers en liaison avec l'évolution des cours internationaux;
- la modification du cadre légal et réglementaire afin de permettre un niveau élevé de concurrence et d'encourager l'implication du secteur privé dans l'investissement et la gestion du secteur de l'électricité;
- la privatisation et la restructuration de Senelec;
- le transfert aux collectivités locales de la gestion et de l'exploitation des ressources ligneuses.

Pour la mise en œuvre de la stratégie, le gouvernement a mis en place:

- un Comité interministériel de pilotage des réformes du secteur de l'énergie (CIPRES) comprenant l'ensemble des départements ministériels concernés et ayant la responsabilité de coordonner et de diriger la mise en œuvre des réformes;
- une Cellule de préparation et de suivi des réformes du secteur de l'énergie (CPRSE), composée de spécialistes, qui est chargée de mener tous les travaux nécessaires à la conduite de ces réformes ainsi que de la préparation et de l'exécution du projet Énergie II.

L'approche participative adoptée par le gouvernement autant pour la définition de la stratégie que pour sa mise en œuvre, ainsi que le pari pour une réflexion autonome et collective est à remarquer et à souligner.

## La réforme du secteur électrique

### Bref historique

L'année 1998 est celle de la restructuration complète du secteur de l'énergie avec la mise en vigueur de lois visant la refonte du cadre légal et réglementaire régissant chacun des sous-secteurs :

- le sous-secteur des hydrocarbures ;
- le sous-secteur électrique ;
- le sous-secteur des combustibles domestiques.

<b>Tableau 16.1</b>	
<b>Lois promulguées dans le cadre de la réforme du secteur électrique en 1998</b>	
Loi 98-03	du 8 janvier, portant sur le Code forestier.
Loi 98-05	du 8 janvier, portant sur le Code pétrolier.
Loi 98-31	relative aux activités d'importation, de raffinage, de stockage, de transport et de distribution d'hydrocarbures et ses décrets d'application.
Loi 98-29	du 14 avril 1998 dite «loi d'orientation du secteur de l'électricité» et ses décrets d'application.
Loi 98-06	du 28 janvier 1998 autorisant la transformation de la Société nationale d'électricité en société anonyme.

Pour le secteur électrique, cette restructuration constitue l'instant opportun d'un processus de changements institutionnels remontant loin dans le passé :

#### *Jusqu'à la fin des années 1960*

Le secteur a fonctionné à travers des sociétés privées.

#### *À partir de 1969*

Débute un processus de «nationalisation» comprenant deux périodes :

- 1972-1983 : une phase d'affermage avec :
  - a) Électricité du Sénégal (EDS), société (d'État) de patrimoine ;
  - b) Société nationale d'électricité du Sénégal (Senelec), société (anonyme) d'exploitation avec les attributions de société fermière.

- À compter de l'année 1983

La Loi 83-72 portant sur la création de la Société nationale d'électricité est adoptée et la nouvelle Senelec, désormais monopole verticalement intégré, se substitue aux deux entités qui étaient jusque-là en charge du secteur électrique.

Diverses expériences d'amélioration du fonctionnement du secteur dans le cadre du statu quo institutionnel sont mises en œuvre :

- a) Contrat-plan ;
- b) Programme de redressement du secteur électrique ;
- c) Jumelage.

#### *L'année 1992*

L'ère des conditionnalités institutionnelles débute (l'économie du pays connaît de graves difficultés : croissance négative, profonds déficits des finances publiques, etc.).

#### *Dévaluation du franc CFA en 1994*

À la suite de la dévaluation du franc CFA en 1994, une nouvelle politique économique est mise en œuvre, en prolongement du programme d'urgence qui avait été arrêté en 1993.

#### *Fin 1996*

Dans ce nouveau contexte, le gouvernement instaure, fin 1996, un ensemble de mesures visant la réforme complète du secteur, détaillées dans la «Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie» (LPDSE) signée en janvier 1997.

### Les justificatifs de la réforme de 1998

Le service public de l'électricité fonctionne comme un monopole intégré verticalement. La Société nationale d'électricité du Sénégal (Senelec), société nationale à capital social détenu à 100 % par l'État, est le seul opérateur du secteur. Elle agit sous la double tutelle du ministère chargé de l'Énergie pour le volet technique et du ministère des Finances pour les aspects financiers.

Malgré l'intégration verticale des trois segments du secteur, un opérateur privé peut néanmoins mener des activités de production pour la satisfaction de ses besoins propres (autoproduction). Une autorisation du ministère chargé de l'Énergie est toutefois requise à cet effet.

Le total de la puissance installée à des fins d'auto-production s'élève à 90 MW, pour une production annuelle de 100 GWh. Cette puissance concerne notamment :

- les industries chimiques du Sénégal (engrais et phosphates);
- la Compagnie sucrière sénégalaise;
- les huileries de la SONACOS.

Les segments du transport et de la distribution restent par contre des monopoles dévolus à la Senelec.

Le système électrique sénégalais se caractérise par des capacités de production exclusivement thermiques utilisant des produits pétroliers importés (mazout lourd et diesel) sans tenir compte des faibles consommations de gaz naturel local. Le tableau 15.1 donne une image synthétique du secteur de l'électricité avant la réforme de 1998.

Ainsi, l'électrification rurale était très peu développée puisqu'on ne recense que 300 villages électrifiés sur les 13 000 recensés dans le pays. Le taux de raccordement, estimé à 2 % par an, était inférieur au taux de croissance démographique qui s'élève, lui, à 2,7 % par an. L'État avait cependant consenti des efforts financiers importants pour remédier à cette situation; le budget de l'État consacrait 9 milliards pour le financement des travaux.

Malgré de nombreux points forts, tels que du personnel compétent, des tarifs adéquats en niveau, une bonne gestion des réseaux de transport et de distribution, favorisée par la réhabilitation et le renforcement opérés durant la fin des années 1980, ou encore de bonnes performances en matière de recouvrement (exclusion faite de l'État et de l'ancienne SONEES avant le changement institutionnel intervenu dans le secteur de l'eau), la Senelec affiche des contre-performances qu'il convient de garder à l'esprit pour saisir pleinement la dynamique de réforme du secteur. Au nombre de ces insuffisances figurent les points suivants :

- Le faible accès des populations à l'électricité, même en milieu urbain, où de nombreux quartiers des villes électrifiées ne sont pas desservis.

**Tableau 16.2**  
**Données du système électrique du Sénégal**

Puissance installée	300 MW
Production (1996)	1 154 GWh
Énergie facturée (1996)	922 GWh
Puissance de pointe (1996)	180,5 MW
Nombre d'abonnés (1996)	311 853 (dont 271 500 « usagers domestiques »)
Chiffre d'affaires (1996)	66 257 millions de francs CFA (prix moyen de 72 francs CFA/kWh)
Résultat avant le fonds de renouvellement	8 114 millions de francs CFA
Effectif	2 184 (dont 266 cadres)
Taux d'électrification	Ensemble du pays: 25% Milieu urbain: 50% Milieu rural: 5%

- En milieu rural, où le nombre d'abonnés est actuellement de 27 000, on estime pouvoir augmenter de 25 000 le nombre de raccordements par une politique de densification pour un coût compris entre 2,7 et 3 millions de dollars américains.
- Face à une croissance de la demande de 3,5 % par an, les retards d'investissement en moyens de production sont sources de délestages, ou d'interruptions fréquentes et parfois longues du service. En outre, il s'ensuit une utilisation excessive des groupes existants, et cela, au détriment des programmes d'entretien.
- La maintenance des groupes de production laisse à désirer, avec des taux de disponibilité médiocres et leurs effets négatifs sur les dépenses de combustibles, sur les coûts d'entretien et sur la qualité de service. Il est à noter que l'âge moyen des groupes tourne autour de 19 ans (23 ans pour les groupes vapeur de Cap-des-Biches et 39 ans pour ceux de Bel-Air).
- Les pertes commerciales, avec un rendement global de 80 % (abonnés non facturés, compteurs défectueux, fraude, etc.), obèrent les revenus de la Société.
- Sur le plan comptable, la Senelec affiche de graves lacunes avec comme conséquence des incertitudes en ce qui concerne de nombreux postes du bilan : immobilisations, comptes clients, prêts au personnel, etc.

Avec moins de 150 kWh de production d'électricité par habitant (contre 650 kWh de consommation moyenne dans les pays en développement) et un taux d'électrification de 25 % (contre une moyenne mondiale de 60 %), les efforts à fournir par le Sénégal pour la satisfaction des besoins futurs en énergie électrique du pays apparaissent extrêmement importants.

Ainsi, la réalisation de l'objectif du gouvernement visant à hisser le taux d'électrification rurale à 15 % sur une période de 5 ans requerra une enveloppe de 100 milliards de francs CFA. Cette somme

ne tient pas compte des investissements dans les domaines de la production et du transport. Plus de 200 milliards de francs CFA devraient donc être mobilisés au cours de ces 5 années au profit du secteur électrique, sans tenir compte du coût de renouvellement des centrales électriques devenues obsolètes.

Ces montants considérables doivent être mis en relation avec le fait que pratiquement aucun financement concessionnel n'est enregistré depuis quelques années, particulièrement des bailleurs de fonds traditionnels, même si l'Agence française pour le développement (AFD) a apporté son soutien à la réhabilitation de la centrale de Bel-Air pour un montant de 3,5 milliards de francs CFA, et à l'exception également des autres financements suivants :

- troisième groupe diesel de la centrale CIV de Cap-des-Biches (fonds saoudien) ;
- électrification de la basse vallée du fleuve Sénégal (KfW/Allemagne) ;
- interventions de la Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD) mais avec des moyens limités.

Le sevrage du secteur en financement traditionnel s'est traduit par le recours à l'épargne locale pour le financement de la turbine à gaz n° 3 de 25 MW et également par l'adoption de l'option de production indépendante avec un premier contrat signé pour une centrale de 50 MW avec une filiale de la compagnie américaine General Electric.

### Le processus préparatoire

La réforme du secteur de l'énergie du Sénégal a mis du temps à se dessiner. Pas moins de cinq années se sont écoulées entre le moment où la question a commencé à figurer explicitement à l'ordre du jour des discussions entre le gouvernement du Sénégal et ses partenaires au développement (1991) et le moment où l'État a effectivement pris la décision de réformer le secteur (1996).



Durant cette période, diverses actions ont été conduites par le gouvernement, entre autres:

- un important effort de réflexion interne, alimenté par diverses études, parmi lesquelles on citera l'étude du cabinet GRADIAN, celle du groupement HQI-SOGEMA et les contributions d'experts sénégalais et des bailleurs de fonds;
- la participation des hauts fonctionnaires de l'Administration et de responsables des sociétés d'énergie à de nombreux forums pour s'imprégner de l'expérience des autres pays (forum du Conseil mondial de l'énergie, séminaires ou symposiums de l'IEPF, de l'UPDEA, de la Banque mondiale, etc.);
- une concertation nationale sur les enjeux et les contours de la réforme du secteur de l'énergie du Sénégal, concertation qui a culminé en 1996 avec, successivement, les journées organisées sur le thème précédent par le Groupe de réflexion pour la croissance et la compétitivité (GRCC) et l'atelier de haut niveau organisé par le ministère chargé de l'Énergie, juste à la veille d'une réunion d'arbitrage entre le ministère de l'Économie, des Finances et du Plan et le ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Industrie;
- c'est *ex post*, c'est-à-dire une fois les décisions de réforme prises et alors que s'ouvrait la bataille de l'opinion, que l'on a pu apprécier la pertinence de la démarche adoptée par le gouvernement, privilégiant une réflexion autonome et la participation de toutes les parties intéressées, notamment les syndicats, les associations de consommateurs, les organisations professionnelles, à côté d'experts nationaux et étrangers. Le cas particulier du sous-secteur de l'électricité, avec une forte présence syndicale opposée au changement, a confirmé que, dans ce genre d'exercice, la démarche est autant importante que le contenu de la réforme.

## **Le secteur électrique dans la LPDSE de 1997**

Tels qu'ils ressortent de la « Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie » (LPDSE), les objectifs principaux poursuivis par le gouvernement dans le sous-secteur de l'électricité consistent à:

- assurer la garantie de l'approvisionnement en électricité à la population et aux autres consommateurs, dans les meilleures conditions de sûreté et de prix compatibles avec la situation économique du pays;
- accélérer l'électrification rurale (15 % en l'an 2000) et urbaine (60 % en l'an 2000).

À cette fin, le gouvernement retient le principe d'une plus large implication du privé dans le sous-secteur, autant pour consolider et améliorer substantiellement l'efficacité et la productivité que pour promouvoir le développement du sous-secteur. La réforme du sous-secteur comporte ainsi un important volet de restructuration de l'industrie et de changement du régime de propriété.

### ***Les principes de restructuration et de changement du régime de propriété***

Sans nier l'intérêt des formules de gestion déléguée, d'affermage, etc., il semble que ce soit surtout dans des situations critiques – service public très dégradé, faible maîtrise des ventes, performances de recouvrement médiocres avec prépondérance des causes internes de dysfonctionnement sur les causes externes – que le recours à ces formules se justifie. En tout état de cause, celles-ci ne déchargent pas l'État de la responsabilité financière du développement du secteur, comme le montre l'exemple des pays voisins.

Aussi, pour atteindre l'objectif visant le développement du sous-secteur dans des conditions compétitives, le gouvernement a-t-il décidé des mesures suivantes:

- Ouvrir toute nouvelle production au secteur privé, notamment selon la formule BOO<sup>1</sup>.
- Dans les localités déjà électrifiées et à l'expiration des concessions pour la distribution, l'octroi de ces dernières fait l'objet d'une procédure d'appels d'offres à des opérateurs privés, à des collectivités locales ou à des coopératives.
- Dans les localités non électrifiées, ce processus sera, autant que possible, également retenu.
- L'État, à court terme, se désengage du sous-secteur par l'ouverture du capital de la Senelec, dont une majorité des parts est transférée à un Partenaire Stratégique, au secteur privé sénégalais et au personnel. Dans le souci d'améliorer l'efficacité de la nouvelle société, le Partenaire Stratégique se verra confier d'importantes responsabilités en matière de gestion, moyennant la souscription d'une part minimale du capital et des engagements en matière d'électrification.

Un organe de régulation est créé pour veiller à l'application de la nouvelle loi qui régit le sous-secteur à la suite des changements induits par les mesures qui précèdent.

## La mise en œuvre de la réforme

Grâce aux ressources financières apportées par les partenaires au développement, en l'occurrence la Banque mondiale et le Japon, la CPRSE a pu recruter des consultants spécialisés pour appuyer dans les études de restructuration du secteur de l'énergie et dans la privatisation de la Senelec.

La refonte du cadre légal et réglementaire du secteur électrique a donné lieu à des concertations amorcées par la CPRSE avec toutes les parties intéressées, à savoir la direction de la Senelec, les syndicats de travailleurs de l'entreprise, les organisations patronales et les associations de consommateurs.

Un atelier élargi a clos ce cycle d'échanges autour de la restructuration du cadre légal et réglementaire.

## Structure de l'industrie électrique dans la réforme de 1998

La Senelec a le monopole du transport sur tout le territoire national et le principe de l'accès des tiers au réseau de transport est retenu dans la loi.

En vue d'introduire la concurrence, la Senelec devra, dans un premier temps, séparer, sur le plan comptable, ses principales activités de production, de transport et de distribution avant de les filialiser.

La Senelec devra faire appel à des producteurs indépendants pour la mise en œuvre de toute nouvelle capacité de production.

L'exercice de toute activité dans le secteur est soumis à l'obtention :

- d'une licence pour les activités de production et de vente;
- d'une concession pour les activités de transport et de distribution. Les conditions de délivrance sont relativement simplifiées. Par exemple, la production pour consommation propre est soumise à une simple déclaration préalable.

## Régime de propriété des ouvrages

Lors de la création de la Société nationale d'électricité (Senelec), l'État avait transféré à cette dernière la propriété des ouvrages de son domaine privé, les centrales, mais lui avait seulement confié la gestion des ouvrages du domaine public et les lignes électriques.

Afin d'attirer et de sécuriser les investissements privés et de rassurer les investisseurs ainsi que les prêteurs potentiels, la nouvelle loi 98-29 transfère la propriété des lignes électriques à la Senelec et reconnaît à tout concessionnaire le droit de propriété sur les lignes qu'il aura construites.

1. BOT : Build, Own, Operate. En français : *Construction-Exploitation-Transfert* (CET).

## L'organe de régulation et la régulation des tarifs

La loi 98-29 crée un organe indépendant chargé de la régulation du secteur. Avant la conclusion, nous reviendrons en détail sur cet organe ainsi que sur la régulation des tarifs.

## L'Agence sénégalaise d'électrification rurale

La mission principale de l'Agence sénégalaise d'électrification rurale (ASER) est de promouvoir l'électrification rurale en accordant aux entreprises du secteur de l'électricité et aux particuliers l'assistance technique et financière nécessaire pour soutenir les initiatives dans le domaine.

L'ASER développe les programmes d'électrification rurale établis sur la base d'un plan défini par le ministère chargé de l'Énergie.

Chaque année, l'ASER organise des appels d'offres pour l'octroi de nouvelles concessions de distribution en milieu rural.

L'ASER encourage aussi la soumission de projets d'électrification rurale par des opérateurs privés dont elle examinera les demandes de financement.

## Le modèle structurel retenu

Le modèle structurel retenu par le cadre législatif est le modèle de l'acheteur unique pour une période de dix ans.

Cette structure du secteur et le cadre retenu pour son évolution future au Sénégal se justifient par le fait que les nouveaux modèles dans le secteur de l'électricité permettent de distinguer :

- les services compétitifs: production et vente (la vente comporte l'achat de l'électricité auprès des producteurs et sa vente aux consommateurs);
- les services monopolistiques (transport et distribution).

La Senelec est tenue d'introduire une séparation comptable entre ses activités principales dans un délai de trois ans à compter de la date de signature de son contrat de concession et, dans chacun des segments, elle dispose des prérogatives suivantes:

- Pour la production, la Senelec peut continuer à produire dans la limite des capacités de production existantes au moment de la privatisation. Au-delà, elle doit faire appel à des producteurs indépendants au moyen d'appels d'offres.
- Dans le segment du transport, elle détient un monopole sur le territoire national.
- Pour la distribution et la vente, la Senelec a l'exclusivité de la vente en gros (pendant une période de dix ans), de la distribution et de la vente au détail dans son périmètre de concession.

Au terme de la période d'exclusivité de dix ans, le marché des « gros consommateurs » sera libéralisé. Ces derniers pourront alors choisir leur source d'approvisionnement, qui pourra être la Senelec ou des producteurs indépendants, moyennant le paiement d'un droit d'accès au réseau de transport de la Senelec.

## La privatisation de la Senelec

Une première expérience de privatisation de la Senelec a été mise en œuvre en 1999 et s'est traduite par une rupture, au bout de 18 mois, du contrat entre l'État et le Partenaire Stratégique, les objectifs visés n'ayant pas été atteints. Un second processus lancé en juillet 2001 a été déclaré infructueux par le gouvernement en juillet 2002, autant pour des raisons de transparence, liées au souci de l'État de ne pas déroger aux dispositions du Règlement de l'appel d'offres, que pour la sauvegarde de l'intérêt national.

## La première opération de privatisation de 1999

### *Géographie du capital*

La géographie du capital de la Senelec n'a pas été fixée avant le lancement de l'opération de privatisation. Cependant, le pourcentage d'actions réservées au secteur privé est encadré par la loi.

En ce qui concerne la géographie du capital, la LPDSE a retenu que la majorité du capital sera détenue par le Partenaire Stratégique (PS), les travailleurs et le secteur privé national réunis. La LPDSE a aussi prévu que le niveau de participation du Partenaire Stratégique soit donné dans son offre.

Aux termes de la loi 98-06 « autorisant la transformation de la Société Nationale d'Électricité (Senelec) en Société Anonyme à participation publique majoritaire », les précisions suivantes ont été apportées sur la géographie du capital :

- tranche stratégique: le Partenaire Stratégique doit souscrire au moins 33,33 % du capital de la Senelec,
- tranche salariée: les parts réservées aux travailleurs se montent à 10 %. Ceux-ci disposent d'un délai d'option se terminant le 31 décembre 1998.

La décision d'acheter ou non des actions et l'acquisition elle-même seront faites sur une base individuelle.

- Offre publique de vente (OPV) : le nombre de parts réservées au public n'est pas fixé. De plus, il n'est pas exclu que soit organisée une OPV en recourant éventuellement à la Bourse Régionale des Valeurs Mobilières (BRVM) de l'UEMDA.
- L'État, *in fine*, va se retrouver avec au maximum 41 % du capital, mais selon les termes de la loi 98-06, il devra disposer initialement de 51 % dont 10 % font l'objet de portage au profit des travailleurs. On trouve là l'explication de l'intitulé de la loi 98-06.

Dans l'optique de conforter les moyens juridiques nécessaires à la mise en œuvre de cette responsabilité de gestion, les nouveaux statuts de la société réservent

au Partenaire Stratégique, jusqu'au 31 décembre 2003, sept sièges sur les douze que compte le conseil d'administration (C.A.). Dans le même ordre d'idées, le directeur général est nommé par le C.A. sur proposition des administrateurs représentant le Partenaire Stratégique. Il convient de signaler que l'option lui est aussi offerte, dans un délai d'un an, d'augmenter sa part au capital par la cession d'actions détenues par l'État ou par l'augmentation de capital à laquelle l'État ne participerait pas.

### *La mise en œuvre du processus de privatisation*

L'opération de privatisation a comporté deux phases, à savoir une phase de préqualification et une phase de sélection. La sélection a été opérée, sous réserve de l'acceptation de la version finale des documents de transaction, sur la base du prix d'acquisition par action libellé en euros (€). Le candidat devait aussi préciser le nombre de titres qu'il se propose d'acquérir.

Le consortium Hydro-Québec International – ELYO a été retenu comme Partenaire Stratégique de la Senelec avec un écart de prix de l'ordre de 0,33 % par rapport au second classé et un bloc d'actions de 34 %.

Le Partenaire Stratégique est entré en fonction le 31 mars 1999.

Pour la tranche des salariés, le « Regroupement des agents et des ex-agents de la Senelec », qui a transmis à l'État, avant la fin de décembre 1998, l'option des travailleurs à souscrire les 10 % qui leur étaient réservés, a commencé des concertations avec le gouvernement.

À la suite des concertations avec les travailleurs, le ministère de l'Économie, des Finances et du Plan a officiellement transmis à ces derniers une offre de vente définissant le niveau de décote de l'action et les modalités de règlement des actions cédées. Il s'agit des conditions offertes aux travailleurs de la SONATEL, à savoir un niveau de décote de 45 % et le remboursement de l'emprunt qui sera accordé par l'État sur une durée de 7 ans, dont 2 ans de différé.

Par ailleurs, la séquence de l'Offre Publique de Vente s'est révélée impossible en raison de la non-satisfaction, par la Senelec, de la condition préalable fixée par le Conseil Régional de l'Épargne Publique et des marchés financiers de l'UEMOA, à savoir la certification des comptes des trois derniers exercices de la Senelec.

C'est ainsi que, pour satisfaire la condition de réduction des parts de l'État, une convention de portage d'actions, à hauteur de 25 % du capital de la Senelec (10 % réservés aux travailleurs et 15 % à l'Offre Publique de Vente), a été signée entre l'État et la BICIS. Cette opération a permis de ramener à 41 % la part de l'État du capital social de la Senelec, où elle se situe toujours.

### *Les factures de ruptures*

Dans la pratique, l'expérience de partenariat public-privé ne s'est pas déroulée comme prévu et n'a pas produit les résultats escomptés, faute, en partie, de ne pas avoir duré assez longtemps. En effet, en raison de la persistance des délestages qui ont causé d'énormes préjudices à l'économie et aux abonnés, le Partenaire Stratégique et l'État ont décidé, le 3 janvier 2001, de résilier à l'amiable le contrat qui les liait.

À l'analyse, il apparaît clairement que, entre autres, la stratégie de privatisation retenue et les termes du partenariat tels que reflétés par les documents de transaction ont amené l'échec du partenariat:

- L'opération de privatisation a été lancée sans qu'ait été fixée la géographie du capital, notamment la part de capital devant être souscrite par le Partenaire Stratégique. En effet, le principe a été accepté de lui confier le contrôle total de la Senelec, quel que soit le niveau de souscription de celui-ci dans le capital de la Société, ce niveau étant laissé à l'appréciation de l'investisseur, à la seule condition que ce dernier souscrive au moins le tiers du capital.
- Il n'avait pas été demandé d'offre technique, encore moins de plan d'affaires (*business plan*), et aucun programme minimum n'avait été fixé.

Tout juste avait-il été défini des obligations de raccordement de nouveaux abonnés ainsi que des normes de qualité de service donnant lieu à une pénalisation en cas de non-respect («incitations contractuelles»).

L'absence de programme d'investissements minimums et la liberté laissée au Partenaire Stratégique pour remettre à niveau la capacité d'offre d'énergie électrique, ajoutées aux tiraillements au sein du consortium et à la relative imprécision qui a entouré la formulation, dans les documents contractuels, des obligations de la Senelec et du Partenaire Stratégique (conséquence de l'indétermination qui a caractérisé la géographie du capital), devaient avoir pour résultat un développement quasi nul de l'infrastructure électrique durant le temps de présence du Partenaire Stratégique à la Senelec.

### *Quelques leçons tirées de la première opération de privatisation*

L'échec du partenariat devait mettre en relief certains aspects contractuels, notamment la distorsion entre la part minoritaire du capital détenue par le Partenaire Stratégique (34 %) et le pouvoir de contrôle de l'entreprise qui lui est dévolu. Par ailleurs, le fait de miser sur des incitations contractuelles plutôt que d'engager la responsabilité directe du Partenaire Stratégique dans l'atteinte d'objectifs précis, quantifiés et datés semblerait mieux adapté.

## **La seconde opération de privatisation**

À la suite de la rupture du premier partenariat, le gouvernement du Sénégal a réitéré son intérêt pour une libéralisation et une implication accrue du privé dans le secteur de l'électricité. Une formule différente s'apparentant à la concession a été retenue.

### *Principales orientations*

La mise en œuvre du schéma adopté pour la seconde privatisation, fondée sur le régime de concession, a nécessité la modification du régime de propriété des installations existantes et à construire, mais également



celle des dispositions législatives concernant le développement de la production.

L'article 19, alinéas 4 et 5, de la loi 98-29, ainsi que son chapitre IV ont été abrogés et remplacés par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002 pour instaurer les nouveautés suivantes :

- Régime de propriété des installations : Les lignes électriques qui avaient été extirpées du domaine public artificiel de l'État ainsi que les centrales de production seront désormais la propriété de l'État. L'État les met à la disposition du concessionnaire, à savoir la Senelec, et les reprendra à la fin de la concession si le contrat n'est pas renouvelé. Les conditions de mise à disposition des installations par l'État sont précisées dans le Contrat de concession de la Senelec.
- Développement de la production : Il est également retenu dans les modifications de la loi n° 2002-01, à la différence de la loi 98-29, que la Senelec peut désormais développer de nouvelles centrales électriques en concurrence avec des producteurs indépendants. Ainsi, la Senelec peut aller en compétition avec des producteurs indépendants pour le développement des installations nouvelles de production. Dans ce cas, la Commission met en œuvre le processus d'appel d'offres.

Le souci du gouvernement est de responsabiliser la Senelec et, au-delà, le Partenaire Stratégique.

- a) Dans le but de clarifier les rôles et les responsabilités des différents acteurs, le gouvernement a opté pour une nouvelle géographie du capital, en décidant de céder 51 % des actions de la Senelec au Partenaire Stratégique.
- b) Il est apparu impératif, pour sécuriser l'opération de privatisation, de modifier la structure de la transaction en combinant cession d'actions et augmentation de capital, c'est-à-dire accepter qu'une partie des fonds versés par le Partenaire Stratégique reste dans l'entreprise par le biais d'une augmentation de capital (souscrite par le seul Partenaire Stratégique) pour servir au financement des investissements, tout en améliorant

les fonds propres et donc la capacité d'endettement de la Société. Ainsi, la prise de participation du Partenaire Stratégique de 51 % du capital social de la Senelec comprend, d'une part, une augmentation de capital égale à 30 % du montant total à payer par le Partenaire Stratégique et, d'autre part, une cession d'actions d'un montant égal à 70 % de ce montant.

- c) L'opération prévoit que le Partenaire Stratégique s'engage à réaliser un programme d'investissements minimums qui sera contractuel et à mobiliser, à cet effet, les financements requis.
- d) L'État a décidé de la mise en concession des actifs de la Senelec. Les options retenues dans le cadre de la concession se traduisent par la modification du régime de propriété des biens. Par ailleurs, l'option de la production indépendante généralisée ne sera plus envisagée à court ni à moyen terme, ce qui implique la suppression de l'interdiction faite à Senestre de construire de nouvelles installations de production.

#### *Résultat de la seconde opération de privatisation*

La seconde opération de privatisation de la Senelec a été lancée le 10 juillet 2001 avec la publication de l'appel d'offres international. Deux candidats ont soumis des offres, à savoir AES Frontier International et le groupement Vivendi Environnement/ONE.

Au terme du processus, Vivendi Environnement/ONE a été classé premier devant AES Frontier International.

Les négociations entre le gouvernement du Sénégal et le groupement Vivendi Environnement/ONE ont par la suite été suspendues le 22 février 2002 à la suite de difficultés dans le processus. En effet, le gouvernement du Sénégal a estimé entre autres que la proposition de paiement de ce groupement ainsi que les modalités de paiement de l'offre financière n'étaient pas conformes au dossier d'appel d'offres.



Des négociations ont par la suite été engagées avec le soumissionnaire classé second au processus d'appel d'offres, à savoir AES Frontier International. Mais ces négociations n'ont pas abouti non plus.

Il convient de signaler que les négociations avec AES Frontier International, qui n'avait pas manqué de manifester son souhait de conclure une entente avec le gouvernement du Sénégal, ont été entamées au moment où le prix de son action s'est effondré dans le contexte de la faillite du courtier en énergie ENRON. Ce marasme boursier a eu un impact certain sur la capacité d'investissement sur de nouveaux projets des grands groupes opérant à l'international.

## Les perspectives actuelles

Le ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique a mis en place une « Task Force » chargée de la définition de la politique énergétique.

Les travaux de la « Task Force » s'articulent autour du volet financement des investissements et du volet évolution institutionnelle de la Senelec.

Au sujet du premier volet, les représentants du gouvernement (les membres du groupe technique *ad hoc* créé par l'arrêté n° 6263 du 24 septembre 2002) et ceux des bailleurs de fonds ont analysé et fixé le programme d'urgence ainsi que les autres investissements de la Senelec pour la période 2003-2008. Ils se sont accordés sur le recours à la formule « BOO » (*Build, Own, Operate*)<sup>2</sup> pour la mise en place d'une centrale diesel de 60 MW à l'horizon 2005.

L'appel d'offres pour cette nouvelle centrale de production indépendante a été lancé sans délai, la phase de préqualification étant terminée.

La Banque mondiale poursuit ses travaux d'évaluation du projet d'investissements qu'elle compte financer au profit de la Senelec (Objectif: passer au conseil d'administration de la Banque en fin d'année 2003).

En ce qui concerne le deuxième volet des travaux de la « Task Force », c'est-à-dire l'évolution institutionnelle de la Senelec, un bilan des deux précédentes opérations de privatisation a été dressé et d'autres expériences furent analysées (secteur de l'eau au Sénégal, secteur électrique au Maroc et au Gabon).

Sur la base des recommandations de la « Task Force », le gouvernement envisage une analyse détaillée de la formule de la concession, sans exigence de rachat des actifs existants par le Partenaire Stratégique qui nécessiterait un accompagnement de la Senelec par l'État et les bailleurs de fonds pour le financement du programme quinquennal d'investissements.

Globalement, le schéma d'évolution institutionnelle de la Senelec présenté ci-dessus va faire l'objet, avant son adoption définitive, d'un approfondissement avec l'appui d'un consultant.

Dans ces conditions, le gouvernement a signé, le 9 avril 2003, une nouvelle « Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie », qui détaille l'ensemble des mesures que le gouvernement entend mettre en œuvre pour parachever la réforme du secteur.

La structure intégrée de l'industrie électrique devrait faire place à des activités dégroupées avec, d'un côté, des producteurs et, de l'autre, des distributeurs (Senelec et les distributeurs indépendants en milieu rural).

Dans l'optique de cette stratégie:

- le gouvernement entend promouvoir le développement de pôles de production d'énergie électrique dans des régions autres que celle de Dakar pour des raisons liées à la raréfaction des sites et à un besoin de plus grande sécurité, incompatible avec une très forte concentration des ouvrages de production;
- tout projet de nouvelle centrale sera réalisé en priorité, comme celui d'une entreprise privée de production d'électricité;

2. En français: *Construction–Propriété–Exploitation*.

- les centrales de production existantes pourraient être cédées au secteur privé dans la mesure du possible, compte tenu de leur potentiel d'extension;
- Senelec a le monopole du transport de l'électricité sur l'ensemble du territoire, ainsi que l'exclusivité de la distribution dans son périmètre; elle continuera à exploiter les centrales qui n'auront pas été cédées au secteur privé.

Au sujet du financement des investissements, après la session spéciale consacrée à l'énergie lors de la réunion du Groupe Consultatif (du 11 au 13 juin 2003), le principe de la tenue d'une réunion sectorielle sur l'énergie à laquelle seront conviés tous les bailleurs de fonds potentiels du secteur est retenu. Il reste à mener les actions préparatoires nécessaires.

Enfin, en ce qui concerne les délais, la nouvelle «Lettre de politique de développement» mentionne qu'un Partenaire Stratégique devrait être sélectionné au plus tard à la fin de décembre 2004.

## La régulation du secteur de l'électricité

La Commission de régulation du secteur de l'électricité, créée par la loi 98-029, vise les objectifs suivants:

- Promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique.
- Veiller à l'équilibre économique et financier du secteur électrique et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité.
- Veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits en ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique.
- Promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.
- Assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

Le choix fait au Sénégal, lors de la création de la Commission, a été de mettre en place un organe dédié au secteur de l'électricité, ceci probablement en raison des disparités institutionnelles des secteurs qui pourraient être concernés (électricité, eau, téléphone, etc.).

De même, l'option d'une Commission a été retenue au détriment de celle d'un régulateur, la raison principale étant qu'un seul régulateur aura plus de difficulté à faire accepter sa légitimité que plusieurs.

La Commission de régulation du secteur de l'électricité est composée d'un président et de deux autres membres, nommés par décret en raison de leur intégrité morale, de leur honnêteté intellectuelle, de leur neutralité, de leurs compétences dans les domaines juridique, technique et économique, et de leur expertise dans le secteur de l'électricité. Ils jouissent, dans l'accomplissement de leurs missions, de l'immunité: ils ne peuvent être poursuivis, recherchés, arrêtés ou jugés pour des opinions ou des décisions exprimées, des votes émis ou des actes commis dans l'exercice de leurs fonctions.

La fonction de membre de la Commission de régulation du secteur de l'électricité est incompatible avec quelque fonction rémunérée que ce soit, tout mandat électif, tout emploi public, ainsi que toute détention directe ou indirecte d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie. En outre, les membres de la Commission de régulation du secteur de l'électricité ne peuvent exercer aucune activité à titre consultatif ou autre, rémunérée ou non, si celle-ci concerne les domaines de la production, du transport, de la distribution ou de la vente d'énergie électrique.

La Commission dispose d'attributions consultatives et en matière de décisions individuelles.

### *Les attributions consultatives*

La Commission peut être informée par le ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes relatifs au secteur de l'électricité. À ce titre, elle peut proposer au ministre tout projet d'arrêté concernant:

- les droits et obligations des entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession;
- l'accès des tiers au réseau de transport;
- les relations des entreprises avec leurs clients.

### ***Les attributions en matière de décisions individuelles***

La Commission :

- instruit les demandes de licence ou de concession;
- veille au respect des termes des licences et des concessions, en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité du service;
- apporte toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou à leur cahier des charges;
- assure le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur;
- assure le respect de la concurrence dans le secteur;
- détermine la structure et la composition des tarifs;
- applique, le cas échéant, des sanctions aux opérateurs pour manquement à leurs obligations.

La Commission ne délibère valablement que si au moins deux de ses membres sont présents. Les décisions sont prises à la majorité. En cas de partage égal des voix, celle du président est prépondérante. La Commission, pour mener à bien les tâches dont elle a la responsabilité, s'appuie sur un certain nombre de documents, dont un recueil de procédures de régulation portées à la connaissance des opérateurs et du public par le biais de règlements d'application. Elle s'appuie de même sur un manuel des procédures internes dont la finalisation est en cours.

### **Les procédures de régulation**

Ces procédures concernent :

- le contrôle de l'exécution annuelle du contrat de concession et du cahier des charges de la Senelec (y compris l'obtention d'information, le contrôle de l'application des incitations contractuelles

relatives à l'énergie non servie, le contrôle de l'application du régime tarifaire, les obligations générales de bonne conduite de la Senelec relatives à la production, au transport et à la distribution);

- l'approbation du plan quinquennal de production proposé par la Senelec;
- la révision intérimaire des dispositions du contrat de concession de la Senelec;
- la révision quinquennale de la formule de contrôle des revenus de la Senelec; une de ses principales attributions dans ce domaine est de contrôler la bonne application des principes d'établissement des tarifs;
- l'octroi des licences de production (notamment les appels d'offres organisés par la Senelec), des concessions de distribution et des licences de vente à l'extérieur du périmètre;
- le contrôle ponctuel du contrat de concession et du cahier des charges de la Senelec (ex. : l'application ponctuelle des incitations contractuelles relatives aux droits d'accès au réseau, aux normes de qualité du courant, de sécurité et de disponibilité);
- la réception des plaintes des consommateurs;
- l'application de sanctions et de pénalités éventuelles;
- les procédures d'arbitrage;
- l'approbation de plusieurs systèmes et principes (tarification, détermination des frais de raccordement, critères d'évaluation de la qualité du service et ainsi de suite) proposés par la Senelec.

### **La régulation des tarifs**

Seuls sont régulés les tarifs s'appliquant à des activités à caractère monopolistique. Le transport et la distribution d'électricité étant des activités à caractère monopolistique, la régulation des tarifs applicables aux clients raccordés à ces réseaux est une mesure nécessaire pour éviter que les entreprises n'abusent de leur position pour extraire des rentes. La modulation des tarifs est réalisée automatiquement selon les fluctuations d'une série d'indices d'inflation exogènes.

La régulation des tarifs est basée sur des plafonds de prix et les conditions tarifaires sont définies dans les cahiers des charges annexés aux licences ou aux concessions. Ces conditions restent en vigueur pendant une période déterminée, définie au préalable dans lesdits cahiers des charges. Au Sénégal, une approche basée sur des plafonds de prix selon une formule du type «IPC – X», où X représente un facteur de gain d'efficacité et IPC, un facteur d'inflation, a été retenue à la place de la méthode de régulation du coût du service. En effet, la première solution est plus facile à mettre en œuvre, la période dans laquelle les tarifs sont fixés étant plus longue que dans la régulation en fonction du coût du service. Par ailleurs, elle comporte des incitations pour que l'opérateur adopte une gestion efficace en s'attachant notamment à la minimisation de ses coûts.

La formule qui a été retenue pour la Senelec permet de refléter la relation qui existe entre les variations de demande et les variations de coûts de l'entreprise. À court terme, les coûts évoluent essentiellement en proportion des coûts variables, et non pas de la totalité des coûts. Cette réalité se reflète dans la formule de contrôle des revenus en deux parties qui a été adoptée (un élément fixe et un élément qui varie en fonction de la demande).

La formule adoptée détermine, pour une période de cinq ans, les revenus annuels maximaux que la Senelec est autorisée à percevoir pour la vente au détail d'énergie électrique. La Senelec doit calculer les revenus autorisés dans le respect de la formule définie dans son cahier des charges.

La formule, telle que définie à l'article 10 du cahier des charges, se présente comme suit :

$$MR_t = (1 - \theta) * A_t + \theta * B_t + RTS_t - P_{t-1} + K_t + RR_t + RI_t$$

dans laquelle :

- t désigne l'année de référence, et t = 1 dans la première année de la concession ;
- t-1 désigne l'année immédiatement antérieure à l'année t ;
- $\theta$  est un paramètre fixé à 0,80 durant les cinq premières années de la concession ;

- $A_t$  est un montant en francs CFA déterminé par la formule suivante :

$$A_t = A_{t-1} * \Pi_t$$

$$\Pi_t = \frac{CI_{t-1}}{CI_{t-2}} - \frac{X_t}{100}$$

dans laquelle :

- $A_{t-1}$  est égal à 76 000 000 000 francs CFA dans la première année de la concession ;

$CI_t$  est déterminé selon la formule suivante :

$$CI_t = \alpha * IHPC_t + \beta * (IPC_t * TC_t / TC_0) + \gamma * IPF_t$$

dans laquelle :

- $IHPC_t$  est la moyenne arithmétique de l'indice harmonisé des prix à la consommation publié au Sénégal par la Direction de la prévision et de la statistique du ministère de l'Économie, des Finances et du Plan, recalibré pour que  $IHPC_t$  soit égal à 1 à l'année précédant le début de la concession.
- $IPC_t$  est la moyenne arithmétique de l'indice des prix à la consommation pour tous les ménages, excluant le prix du tabac, publié mensuellement par l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE) en France, recalibré pour que  $IPC_t$  soit égal à 1 à l'année précédant le début de la concession.
- $TC_t$  est la valeur moyenne annuelle arithmétique du franc CFA contre l'euro (en francs CFA par euro), telle que publiée par la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO).
- $TC_0$  est la valeur du franc CFA contre l'euro (en francs CFA par euro) au 1<sup>er</sup> janvier 1999, à savoir 1 euro = 655,957 francs CFA.
- $IPF_t$  est un indice du prix du fuel oil, ce dernier étant la moyenne annuelle arithmétique de la somme (i) du prix parité internationale du fuel oil 380 tel que déterminé par l'article 3 du décret n° 98-342 du 21 avril 1998 et

(ii) des droits de douane afférents tels que fixés par l'article 5-1 dudit décret, recalibré pour que  $IPF_t$  soit égal à 1 à l'année précédant le début de la concession.

- $t-2$  désigne l'année antérieure à l'année  $t-1$ .
- $X_t$  est un facteur de gain d'efficacité. Il est égal à 0 pendant les cinq premières années de la concession.
- $\alpha$  est un paramètre fixé à 0,5 pendant les cinq premières années de la concession.
- $\beta$  est un paramètre fixé à 0,3 pendant les cinq premières années de la concession.
- $\gamma$  est un paramètre fixé à 0,2 pendant les cinq premières années de la concession.
- $B_t$  est un montant en francs CFA déterminé par la formule suivante:

$$B_t = B_{t-1} * \Pi_t * D_t/D_{t-1}$$

dans laquelle:

- $B_{t-1}$  est égal à 76 000 000 000 francs CFA dans la première année de la concession.
- $D_t$  est la quantité d'énergie électrique en kWh vendue au détail (c'est-à-dire comptée et facturée) par la Senelec pendant l'année  $t$ .
- $D_{t-1}$  est la quantité d'énergie électrique en kWh vendue au détail (c'est-à-dire comptée et facturée) par la Senelec pendant l'année  $t-1$ .
- $RTS_t$  est la redevance de la radiotélévision sénégalaise payable par la Senelec à l'année  $t$ .
- $P_{t-1}$  est l'incitation contractuelle exigible pour manquement pendant l'année  $t-1$  aux normes de qualité et de disponibilité du présent article.  $P_{t-1}$  est égal à 0 franc CFA dans la première année de la concession.

- $K_t$  est un facteur de correction des différences entre les revenus perçus par la Senelec à partir de la vente au détail d'énergie électrique dans l'année  $t-1$  ( $R_{t-1}$ ) et le revenu maximum autorisé pour l'année  $t-1$  ( $MR_{t-1}$ ).  $K_t$  est défini selon la formule suivante:

$$K_t = (MR_{t-1} - R_{t-1}) * (1 + I_{t-1}/100)$$

dans laquelle:

- $I_{t-1}$  est un taux d'intérêt égal au taux d'es-compte normal de la Banque centrale des États de l'Afrique de l'Ouest à l'année  $t-1$ , plus marge bancaire, plus 2%.
- $RR_t$  est la redevance annuelle due à la Commission et visée à l'article 9 de la Loi et à l'article 39 du contrat, dont le montant est notifié par la Commission à la Senelec.
- $RI_t$  est une valeur égale à zéro la première année et dont le montant peut varier à l'issue de la procédure de révision intérimaire de la formule de contrôle des revenus.

## Conclusion

L'analyse effectuée ci-haut montre qu'il est apparu nécessaire avant d'entamer un nouveau partenariat public-privé dans le secteur de l'électricité d'avoir une vision claire de la stratégie des ajustements à opérer sur la politique sectorielle ainsi que des modifications nécessaires au cadre législatif et réglementaire pour favoriser les conditions de réalisation des objectifs du Gouvernement.

Légalement, un souci majeur est de ne pas s'enfermer dans une seule option.

## Liste des auteurs

### **Yvan CLICHE**

Chef, projets internationaux  
Hydro-Québec International  
75, boul. René-Lévesque Ouest, 9<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H2Z 1A4  
CANADA  
Téléphone: 1 514 289-3512  
Télécopieur: 1 514 289-3749  
Courriel: [cliche.yvan@hydro.qc.ca](mailto:cliche.yvan@hydro.qc.ca)

### **Jacques CORBIN, c. a.**

Vice-président  
Le Groupe Conseil en Redressement  
et Gestion Intérimaire d'Entreprises (REGIE) inc.  
104, rue Champlain  
Bromont (Québec) J2L 3A7  
CANADA  
Téléphone: 1 450 534-5151 ou 1 418 658-9977  
Télécopieur: 1 450 534-0742 ou 1 418 658-9954  
Courriel: [regie@regie.com](mailto:regie@regie.com) ou  
[jacques.corbin@sympatico.ca](mailto:jacques.corbin@sympatico.ca)

### **Cristina CREMENESCU**

Chef du service de la réglementation et du marché  
concurrentiel  
ENEL Servicii SRL  
Str. Buzesti 66-68, et. 6, sector 1  
Bucarest  
ROUMANIE  
Téléphone: +40 21 314 00 58  
Télécopieur: +40 21 314 00 59  
Courriel: [cris-cremenescu@yahoo.fr](mailto:cris-cremenescu@yahoo.fr)

### **Fernando CUEVAS**

Chef de l'Unité « Énergie et Ressources Naturelles »  
Commission économique de l'Amérique latine  
et des Caraïbes  
Bureau régional Mexique  
Nations Unies  
Av. Presidente Masaryk 29  
Col. Chapultepec Morales 11570 Mexico D.F.  
MEXIQUE  
Téléphone: (5255) 5263-9648  
Télécopieur: (5255) 5531-1151  
Courriel: [fcuevas@un.org.mx](mailto:fcuevas@un.org.mx)

### **Alioune FALL**

Ex. Camp Lat Dior  
B.P. 11 701, Dakar  
SÉNÉGAL  
Téléphone: (221) 639 44 55  
Courriel: [afall221@sentoosn](mailto:afall221@sentoosn)

### **Anastassios GENTZOGLANIS, Ph. D.**

Professeur titulaire, Département de finance  
Directeur, Centre d'études en réglementation  
économique et financière (CEREF)  
Université de Sherbrooke  
2500, boul. de l'Université  
Sherbrooke (Québec) J1K 2R1  
CANADA  
Téléphone: 1 819 821-8000 poste 2958  
Télécopieur: 1 819 821-7934  
Courriel: [AGentzoglanis@adm.usherbrooke.ca](mailto:AGentzoglanis@adm.usherbrooke.ca)



**Jean-Pierre LASSENI-DUBOZE**

Adjoint au Directeur Général  
Chef du Département budgets, plans et stratégies  
Société d'Énergie et d'Eau du Gabon (SEEG)  
B.P. 2187, Libreville  
GABON  
Téléphone: (241) 767 804  
Télécopieur: (241) 767 830  
Courriel: [jplasseni@seeg-gabon.com](mailto:jplasseni@seeg-gabon.com)

**Denis LEVY**

Consultant  
5, avenue SOYER  
78400 Chatou  
FRANCE  
Téléphone/télécopieur: +33 1 3952 6946  
Courriel: [denislevy@noos.fr](mailto:denislevy@noos.fr)

**François OMBANDA**

Président Directeur Général  
Société d'Énergie et d'Eau du Gabon  
Avenue Félix-Éboue  
B.P. 2187, Libreville  
GABON  
Téléphone: (241) 76 78 01 ou 76 78 13  
Courriel: [fombanda@seeg-gabon.com](mailto:fombanda@seeg-gabon.com)

**Yannick PEREZ**

Maître de Conférences en Sciences Économiques  
Groupe Réseaux Jean-Monnet – ADIS  
Université de Paris-Sud 11  
54, boul. Desgranges, bureau D102  
92331 Sceaux Cedex  
FRANCE  
Téléphone: +33 (0) 1 40 91 18 65  
Télécopieur: +33 (0) 1 40 91 18 56  
Courriel: [yannick.perez@jm.u-psud.fr](mailto:yannick.perez@jm.u-psud.fr)  
Site Internet: [www.grjm.net](http://www.grjm.net)

**David PROULT**

Service des Études Économiques et des Synthèses  
Commissariat à l'Énergie Atomique  
31-33 rue de la Fédération  
75752 Paris cedex 15  
FRANCE  
Téléphone: +33 (0) 1 40 56 22 83  
Télécopieur: +33 (0) 1 40 56 23 05  
Courriel: [david.proult@cea.fr](mailto:david.proult@cea.fr)

**Pierrette SINCLAIR**

Avocate Associée  
Lapointe Rosenstein  
1250, boul. René-Lévesque Ouest, bureau 1400  
Montréal (Québec) H3B 5E9  
CANADA  
Téléphone: 1 514 925-6351  
Télécopieur: 1 514 925-5051  
Courriel: [pierrette.sinclair@lapointerosenstein.com](mailto:pierrette.sinclair@lapointerosenstein.com)  
Site Internet: [www.lapointerosenstein.com](http://www.lapointerosenstein.com)

**Amadou TANDIA**

Président Directeur Général  
Agence Malienne pour le Développement  
de l'Énergie Domestique et de l'Électrification  
Rurale (AMADER)  
Colline de Badalabou  
B.P. E715, Bamako  
MALI  
Téléphone: (223) 223 85 67 ou (223) 223 82 78  
Télécopieur: (223) 223 82 39  
Courriels: [amader@amadermali.net](mailto:amader@amadermali.net)  
[atandia@amadermali.net](mailto:atandia@amadermali.net)  
[tandia\\_amadou@yahoo.fr](mailto:tandia_amadou@yahoo.fr)

**Flavien TCHAPGA**

Docteur en sciences économiques  
Enseignant et Directeur pédagogique  
4Bis, Faubourg Alexandre Isaac  
97110 Pointe-à-Pitre  
FRANCE  
Téléphone: +33 (0) 590 480 790  
Télécopieur: +33 (0) 590 480 791  
Courriel: [flavien.tchapga@i2msupdeco.com](mailto:flavien.tchapga@i2msupdeco.com)

**Lamine THIOUNE**

Secrétaire général  
Commission de Régulation du Secteur  
de l'Électricité (CRSE)  
Ex. Camp Lat Dior  
B.P. 11701  
Dakar  
SÉNÉGAL  
Téléphone: (221) 849 04 66  
Courriel: slthioune@yahoo.fr/ ou crse@sentoo.sn

**Jean-Benoît TRAHAN**

Président, Eneconsult inc.  
120, rue Guy  
Saint-Jean-sur-Richelieu (Québec) J2X 4W4  
CANADA  
Téléphone: 1 450 347-5590  
Courriel: jb.trahan@videotron.ca

**M<sup>e</sup> André TURMEL**

Associé principal  
Groupe de pratique en environnement, énergie  
et ressources naturelles  
Fasken, Martineau, DuMoulin s.r.l.  
Avocats  
Tour de la Bourse  
800, Place-Victoria, bureau 3400, C.P. 242  
Montréal (Québec) H4Z 1E9  
CANADA  
Téléphone: 1 514 397-5141  
Télécopieur: 1 514 397-7600  
Courriel: aturmel@mtl.fasken.com  
Site Internet: <http://www.fasken.com>



## Liste des activités

### **Yvan CLICHE**

1. Formation sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.
2. Séminaire régional sur la programmation des investissements énergétiques dans un contexte d'ouverture à la concurrence, 25 au 27 février 2003, Bucarest, Roumanie.

### **Jacques CORBIN**

1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 30 mai 2003, Longueuil, Canada.
2. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 19 au 25 mai 2002, Longueuil, Canada.
3. Atelier régional sur la régulation économique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire dans l'industrie électrique, 9 au 12 octobre 2001, Antananarivo, Madagascar.
4. Atelier régional sur la réforme institutionnelle et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 4 au 6 décembre 2000, Antananarivo, Madagascar.
5. Atelier national sur le statut et les responsabilités d'un organe de régulation et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 20 au 22 juin 2000, Conakry, République de Guinée.
6. Atelier national sur la restructuration du secteur électrique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 14 au 16 juin 2000, Ouagadougou, Burkina Faso.

7. Atelier international sur la réforme de la réglementation et les modalités d'organisation et de gestion des secteurs de l'électricité et de l'eau, 23 au 25 novembre 1999, Cotonou, Bénin.
8. Assistance sur le programme de développement des compétences pour accompagner la restructuration du secteur électrique, 2 au 9 mars 1999, Yaoundé, Cameroun.

### **Fernando CUEVAS**

1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 17 au 22 mai 2004, Longueuil, Canada.
2. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 19 au 25 mai 2002, Longueuil, Canada.
3. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 26 mai 2001, Bromont (Québec), Canada.
4. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 15 au 20 mai 2000, Saint-Jean-sur-Richelieu, Canada.
5. Assistance sur le programme de développement des compétences pour accompagner la restructuration du secteur électrique, 2 au 9 mars 1999, Yaoundé, Cameroun.
6. Atelier national sur les réformes institutionnelles et la privatisation dans le secteur électrique, 28 au 30 juillet 1998, Bamako, Mali.

**Cristina CREMENESCU**

1. Séminaire régional sur la programmation des investissements énergétiques dans un contexte d'ouverture à la concurrence, 25 au 27 février 2003, Bucarest, Roumanie.

**Alioune FALL**

1. Formation professionnelle sur la Politique de l'énergie, 15 mars au 7 mai 2004, Dakar, Sénégal.
2. Participation à la « Table ronde francophone en marge du Forum mondial sur la régulation de l'énergie », 9 octobre 2003, Italie.
3. Séminaire préparatoire à la formation en politique énergétique, 14 et 15 octobre 2002, Burkina Faso.
4. Séminaire régional sur l'énergie et le développement durable en Afrique subsaharienne: quelles politiques, quelles réformes?, 11 au 13 décembre 2000, Cotonou, Bénin.
5. Atelier régional sur la réforme institutionnelle et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 4 au 6 décembre 2000, Antananarivo, Madagascar.
6. Atelier national sur le statut et les responsabilités d'un organe de régulation et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 20 au 22 juin 2000, Conakry, République de Guinée.
7. Atelier national sur la restructuration du secteur électrique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 14 au 16 juin 2000, Ouagadougou, Burkina Faso.
8. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière de l'industrie électrique, 15 au 20 mai 2000, Saint-Jean-sur-Richelieu, Canada.
9. Atelier international sur la réforme de la réglementation et les modalités d'organisation et de gestion des secteurs de l'électricité et de l'eau, 23 au 25 novembre 1999, Cotonou, Bénin.
10. Atelier national sur la réforme réglementaire et la privatisation dans le secteur électrique, 8 au 10 décembre 1998, Yaoundé, Cameroun.

11. Atelier national sur les réformes institutionnelles et la privatisation dans le secteur électrique, 28 au 30 juillet 1998, Bamako, Mali.

**Anastassios GENTZOGLANIS, Ph. D.**

1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 23 au 29 octobre 2005, Longueuil, Canada.
2. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 17 au 22 mai 2004, Longueuil, Canada.
3. Forum sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.
4. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 30 mai 2003, Longueuil, Canada.
5. Formation spécialisée sur la réglementation tarifaire, 31 mars au 4 avril 2003, Togo.
6. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 19 au 25 mai 2002, Longueuil, Canada.
7. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 26 mai 2001, Bromont (Québec), Canada.
8. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière de l'industrie électrique, 15 au 20 mai 2000, Saint-Jean-sur-Richelieu, Canada.

**Jean-Pierre LASSENI-DUBOZE**

1. Forum sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.
2. Formation spécialisée sur la réglementation tarifaire, 31 mai au 4 avril 2003, Togo.
3. Atelier national sur la réforme réglementaire et la privatisation dans le secteur électrique, 8 au 10 décembre 1998, Yaoundé, Cameroun.

**Denis LEVY**

1. Formation-action sur les contrats et conventions dans le secteur énergétique, octobre 2004 à décembre 2005.

**François OMBANDA**

1. Atelier régional sur la régulation économique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire dans l'industrie électrique, 9 au 12 octobre 2001, Antananarivo, Madagascar.
2. Atelier régional sur la réforme institutionnelle et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 4 au 6 décembre 2000, Antananarivo, Madagascar.
3. Atelier national sur le statut et les responsabilités d'un organe de régulation et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 20 au 22 juin 2000, Conakry, République de Guinée.
4. Atelier national sur la restructuration du secteur électrique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 14 au 16 juin 2000, Ouagadougou, Burkina Faso.
5. Atelier international sur la réforme de la réglementation et les modalités d'organisation et de gestion des secteurs de l'électricité et de l'eau, 23 au 25 novembre 1999, Cotonou, Bénin.

**Yannick PEREZ**

1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 17 au 22 mai 2004, Longueuil, Canada.

**David PROULT**

1. Forum sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.

**Pierrette SINCLAIR**

1. Atelier national sur les réformes institutionnelles et la privatisation dans le secteur électrique, 28 au 30 juillet 1998, Bamako, Mali.

**Amadou TANDIA**

1. Forum sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.
2. Séminaire «Quels financements pour l'électrification rurale décentralisée?», 15 au 17 novembre 1999, Yaoundé, Cameroun.

**Flavien TCHAPGA**

1. Formation sur les contrats et conventions dans le secteur énergétique, 25 au 30 octobre 2004, Cotonou, Bénin.

**Lamine THIOUNE**

1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 17 au 22 mai 2004, Longueuil, Canada.
2. Formation professionnelle sur la politique de l'énergie, 15 mars au 7 mai 2004, Dakar, Sénégal.
3. Forum sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.
4. Participation à la «Table ronde francophone en marge du Forum mondial sur la régulation de l'énergie», 9 octobre 2003, Italie.

**Jean-Benoît TRAHAN**

1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 23 au 29 octobre 2005, Longueuil, Canada.
2. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 17 au 22 mai 2004, Longueuil, Canada.
3. Forum sur la réforme du secteur électrique, 23 au 26 septembre 2003, Niamey, Niger.
4. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 30 mai 2003, Longueuil, Canada.
5. Formation spécialisée sur la réglementation tarifaire, 31 mai au 4 avril 2003, Togo.



6. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 19 au 25 mai 2002, Longueuil, Canada.
  7. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 26 mai 2001, Bromont (Québec), Canada.
  8. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 15 au 20 mai 2000, Saint-Jean-sur-Richelieu, Canada.
- André TURMEL**
1. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 23 au 29 octobre 2005, Longueuil, Canada.
  2. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 17 au 22 mai 2004, Longueuil, Canada.
  3. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 30 mai 2003, Longueuil, Canada.
  4. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 19 au 25 mai 2002, Longueuil, Canada.
  5. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 20 au 26 mai 2001, Bromont (Québec), Canada.
  6. Atelier régional sur la réforme institutionnelle et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 4 au 6 décembre 2000, Antananarivo, Madagascar.
  7. Atelier national sur le statut et les responsabilités d'un organe de régulation et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 20 au 22 juin 2000, Conakry, République de Guinée.
  8. Atelier national sur la restructuration du secteur électrique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire, 14 au 16 juin 2000, Ouagadougou, Burkina Faso.
  9. Formation intensive de haut niveau sur la réglementation économique et financière dans l'industrie électrique, 15 au 20 mai 2000, Saint-Jean-sur-Richelieu, Canada.



[www.francophonie.org](http://www.francophonie.org)

**L'Organisation internationale de la Francophonie (OIF)** est une institution fondée sur le partage d'une langue, le français, et de valeurs communes. Elle compte à ce jour cinquante-trois États et gouvernements membres et dix observateurs. Présente sur les cinq continents, elle rassemble une population de plus de 500 millions de femmes et d'hommes, et représente plus du quart des États membres de l'Organisation des Nations unies.

Elle conduit des actions dans les domaines de la prévention et du règlement des conflits, des droits de l'Homme, de la démocratie, de l'éducation, de la culture et du développement. Elle s'appuie pour cela sur quatre opérateurs directs: l'Agence universitaire de la Francophonie, l'Université Senghor d'Alexandrie, l'Association internationale des maires francophones et TV5. L'Assemblée parlementaire de la Francophonie en est l'assemblée consultative. Le Secrétaire général, clé de voûte du système institutionnel, est chargé de la mise en œuvre de la politique internationale, ainsi que de l'animation et de la coordination de la politique de coopération. La Conférence des chefs d'État et de gouvernement des pays ayant le français en partage, appelée «Sommet de la Francophonie», se tient tous les deux ans, depuis 1986.

### **55 États et gouvernements membres**

*Albanie, Principauté d'Andorre, Royaume de Belgique, Bénin, Bulgarie, Burkina Faso, Burundi, Cambodge, Cameroun, Canada, Canada-Nouveau-Brunswick, Canada-Québec, Cap-Vert, Centrafrique, Communauté française de Belgique, Comores, Congo, R.D. Congo, Côte d'Ivoire, Djibouti, Dominique, Égypte, France, Gabon, Grèce, Guinée, Guinée-Bissau, Guinée équatoriale, Haïti, Laos, Liban, Luxembourg, Macédoine (ARY), Madagascar, Mali, Maroc, Maurice, Mauritanie, Moldavie, Monaco, Niger, Roumanie, Rwanda, Sainte-Lucie, São Tomé e Príncipe, Sénégal, Seychelles, Suisse, Tchad, Togo, Tunisie, Vanuatu, Vietnam.*

### **10 Observateurs**

*Arménie, Autriche, Croatie, Géorgie, Hongrie, Lituanie, Pologne, République tchèque, Slovénie et Slovaquie.*

*Secrétaire général: M. Abdou DIOUF*

### **L'Organisation internationale de la Francophonie (OIF)**

Secrétariat général

28, rue de Bourgogne

75007 Paris

FRANCE

Téléphone: (33) 1 44 11 12 50

Télécopie: (33) 1 44 11 12 80

Courriel: [oif@francophonie.org](mailto:oif@francophonie.org)

Site Internet: <http://www.francophonie.org>





**Institut de l'énergie et de l'environnement  
de la Francophonie  
IEPF**

## **La Francophonie au service du développement durable**

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie, est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996 cette action a été élargie à l'Environnement.

Basé à Québec, l'Institut a aujourd'hui pour mission de contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Meilleure gestion et utilisation des ressources énergétiques, intégration de l'environnement dans les politiques nationales dans une perspective durable et équitable, tels sont les buts des interventions spécifiques de l'IEPF – formation, information, actions de terrain et concertation – menées en synergie avec les autres programmes de l'Agence Intergouvernementale de la Francophonie et notamment ceux issus du chantier « Développement et solidarité ».

La programmation mise en œuvre par l'équipe des collaborateurs de l'IEPF s'exprime dans 6 projets qui fondent ses activités.

Appui aux stratégies et politiques nationales de développement durable en énergie et environnement

- Prospective et mobilisation de l'expertise pour le développement durable,
- Politiques environnementales et mise en œuvre des Conventions,
- Politiques énergétiques,

Appui à la maîtrise des instruments du développement durable en énergie et environnement

- Maîtrise des outils de gestion de l'environnement et du développement (MOGED),
- Maîtrise de l'énergie,
- Information pour la décision.

### **L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie**

56, rue Saint-Pierre, 3<sup>e</sup> étage

Québec (QC) G1K 4A1

CANADA

Téléphone: (1-418) 692-5727

Télécopie: (1-418) 692-5644

Courriel: [iepf@iepf.org](mailto:iepf@iepf.org)

Site Web: <http://www.iepf.org>









C'est sur la base d'une démarche multiforme que les grandes mutations technologiques et organisationnelles qu'ont connues le secteur électrique et le jeu des acteurs dans l'industrie électrique ont été anticipées, examinées et accompagnées, avec nos partenaires, durant les dix dernières années.

Ce sont, ainsi, au cours de cette période, presque 500 cadres francophones qui ont été, d'une manière ou d'une autre, mobilisés dans des activités d'information ou de sensibilisation, de formation ou de réflexion collective ainsi que d'échanges d'expériences. Ces activités ont été organisées autour des enjeux, des contenus et des modalités variées de mise en œuvre, voire d'évaluation des réformes des secteurs électriques dans l'espace francophone ou ailleurs.

Et c'est dans le suivi de ces nombreuses activités que se situe la publication du présent ouvrage, comme somme d'une quinzaine de contributions émanant d'auteurs des quatre coins de notre espace et comme synthèse riche de la diversité des points de vue tant géographiques que thématiques et « disciplinaires ».

En effet, cet ouvrage traite non seulement de la caractérisation des réformes au plan conceptuel et au plan pratique et opérationnel, mais analyse également les rôles des acteurs et les mécanismes de régularisation de ces différents rôles. Il présente aussi l'avantage d'illustrer de telles analyses par des études de cas et des retours d'expériences, en général, par ceux-là mêmes qui ont eu à conduire ou à « suivre » au plus près ces expériences.

C'est ainsi le fruit d'un travail collectif et multidisciplinaire « exemplaire », car mené à bon port par celles et ceux qui ont accompagné l'Institut dans la conception et l'animation des activités du renforcement de capacités et d'échanges sur les réformes, soit en tant que chercheurs universitaires ou experts intéressés, soit en tant qu'acteurs ou opérateurs directs.



INSTITUT DE L'ÉNERGIE ET DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FRANCOPHONIE (IEPF)  
56, RUE SAINT-PIERRE, 3<sup>e</sup> ÉTAGE, QUÉBEC (QUÉBEC) G1K 4A1 CANADA

L'IEPF est un organe subsidiaire de l'Agence intergouvernementale de la Francophonie, opérateur principal de l'Organisation internationale de la Francophonie.