



**ESSEC**  
MANAGEMENT  
EDUCATION

**Mastère Spécialisé en Management des services publics**

**THESE PROFESSIONNELLE**  
**LIBERALISATION DU SECTEUR**  
**D'ELECTRICITE MAROCAIN**

**Elaboré par M. Abdellah SAPHAR**  
**Encadré par Pr Mustapha EL BAZE**



## **REMERCIEMENTS**

Je tiens à remercier Monsieur Ahmed NAKOUCH, Directeur Général de l'ONE pour l'occasion qu'il m'a offerte en me proposant à cette formation, Monsieur Nourreddine SERHIR, Directeur de la Distribution, pour ses encouragements et Monsieur Hassan DIFA, chef de la Division régionale de Tensift, pour ses conseils.

Mes remerciements vont également à :

- Monsieur Rachid MRABET, Directeur Général de l'ISCAE, pour la qualité de son accueil, ses conseils et les conditions de déroulement des séminaires.
- Monsieur Frank VALLERUGO, Directeur de l'Institut des Villes de l'ESSEC, pour ses conseils précieux, sa préoccupation et son suivi permanent pour la réussite de notre formation.
- Monsieur Mustapha EL BAZE, mon encadrant, pour la qualité de son encadrement.
- Monsieur Ahmed ASLOUN, Directeur académique du Mastère, pour son aide et son assistance permanentes.
- Tous les professeurs du Mastère qui ont déployé beaucoup d'efforts pour nous transmettre leurs savoirs et leurs expériences.

## SOMMAIRE

- I. Introduction
  - I.1. Organisation du secteur de d'électricité
  - I.2. Limites du secteur
- II. Présentation de l'ONE
- III. Présentation des délégations de gestion de production actuelles
  - III.1. Centrale thermique de JORF LASFAR
  - III.2. Parc de production éolien ABDELKHALEK TORRES
  - III.3. Future société de gestion de la centrale à cycle combiné de TAHADDART
- IV. Présentation des concessionnaires de la distribution
  - IV.1. Les régies autonomes de distribution de l'eau et d'électricité
  - IV.2. Les concessionnaires privés
    - IV.2.1. LYDEC Casablanca
    - IV.2.2. REDAL Rabat-Salé-Témara et AMENDIS Tanger-Tetouan
- V. Modèles de déréglementation et de restructuration du secteur électrique dans le monde –Une ouverture généralisée des marchés de l'électricité à la concurrence
  - V.1. Les pionniers
  - V.2. Les disparités Européennes
  - V.3. La libéralisation progressive des prix des pays de l'ex-bloc communiste
- VI. Projet de libéralisation du secteur électrique au Maroc
  - VI.1. Objectifs et contraintes
  - VI.2. Description générale de la libéralisation projetée
    - VI.2.1. Eligibilité des clients
    - VI.2.2 Marché Réglementé
    - VI.2.3 Marché Libre
    - VI.2.4 Transport et distribution
  - VI.3. Implications des acteurs existants
- VII. Mécanismes prévus pour assurer le bon fonctionnement de la libéralisation
  - VII.1 Fixation des tarifs sur le marché réglementé pour les clients éligibles
  - VII.2. Echanges commerciaux autorisés entre les deux marchés
  - VII.3. Mécanismes pour garantir que les clients du marché libre paient leur puissance nécessaire
  - VII.4. Fonctions de gestion du système groupées en une entreprise dont le capital est ouvert à tous les opérateurs
  - VII.5. Renforcement du côté Régulation
- VIII. La structure future et les conséquences sur le développement du secteur
- IX. Préalables nécessaires avant libéralisation

## **I. Introduction**

Les mutations profondes et rapides qui s'opèrent sur la scène internationale exigent du secteur énergétique marocain, en particulier celui de l'électricité, un effort d'adaptation continue dans un contexte économique-financier de plus en plus difficile. Pour le Maroc, il y a lieu de rechercher des modes d'organisations qui s'adaptent le mieux au contexte socio-économique et humain ainsi qu'au potentiel de son marché de l'électricité.

### **I.1. Organisation du secteur d'électricité**

La production de l'électricité est assurée par :

- La JLEC, consortium Américano-suisse, au niveau de JORF LASFAR pour une part de plus de 60,4 %, moyennant une concession mise en œuvre en 1997
- l'ONE avec 29,2 %
- L'interconnexion avec l'Espagne avec près de 8,7 %
- La Société de production Eolienne CED Abdelkhalek Torres avec 1,2 %.

Le transport d'électricité est assuré exclusivement par l'ONE.

La distribution de l'énergie électrique est assurée :

- Soit directement par l'ONE(50%) , dans plusieurs centres urbains et en zone rurale, au niveau de chaque province ou préfecture, l'ONE est représenté par des Agences de Distribution qui gèrent les clients moyenne et basse tension. Les Agences de Distribution coiffent des Agences Commerciales,
- Soit par des régies de Distribution ( 12 régies ) placées sous la tutelle du Ministère de l'intérieur,
- Soit en gestion déléguée dans les villes de Casablanca, Rabat, Tanger et Tétouan assurée par des opérateurs privés ( Lydec, Redal et Amendis ) moyennant des contrats de concession.

### **I.2. Limites du secteur**

Les limites du secteur sont liées :

- A la couverture du pays en électricité : l'étendue du réseau national reste faible, vu le taux d'électrification rurale qui est de l'ordre de 55 %. un programme ambitieux piloté par l'ONE pour l'électrification en partenariat ONE/Communes /bénéficiaires est en cours de réalisation et vise un taux de 93 % en l'an 2007.

- Au financement des équipements : la satisfaction d'une demande sans cesse croissante nécessite les investissements colossaux. Compte tenu des

limites structurelles de l'autofinancement, le recours à d'autres sources de financement est de plus en plus élevé (coût plus élevé des projets, niveau d'endettement plus important. D'ici 2010, le besoin en investissements s'élève à 44 milliards de Dirhams.

Dans la logique de recourir au privé pour faire face aux besoins d'investissements et aux problèmes de gestion, le Ministère de l'intérieur a incité les collectivités locales à confier la gestion des services publics locaux aux opérateurs privés (gestion déléguée). La communauté urbaine de Casablanca était la première à confier la gestion de la Distribution de l'électricité, de l'eau et de l'assainissement (LYDEC) suivie de la communauté urbaine de Rabat (Rabat – Témara – Salé) (REDAL), puis les collectivités Tanger – Tétouan (AMENDIS).

Cette nouvelle configuration a introduit l'abandon d'un prix unique national de l'électricité et la discrimination entre les usagers puisque les prix peuvent être différents d'une zone à une autre, bien que les conditions de production et du transport soient identiques ; ce qui nécessite l'introduction d'une régulation qui est d'autant plus nécessaire que subsiste une péréquation sociale permettant le maintien d'un prix raisonnable à ce service par les couches les plus pauvres. C'est le cas notamment lorsqu'elle existe une péréquation spatiale qui fait que les citoyens payent une partie du surcoût lié à la desserte en milieu rural.

La participation du secteur privé dans le secteur de l'électricité est un phénomène fort intéressant à évaluer. En effet, la vague de privatisation mondiale n'a pas épargné ce secteur.

## **II. Présentation de l'ONE**

L'ONE est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté à la personnalité civile et de l'autonomie financière et a été investie depuis sa création de l'exclusivité de la production et le transport. Il assure également la distribution de l'énergie électrique dans plusieurs provinces du royaume notamment en milieu rural. Les droits et obligations de l'ONE sont définis dans un cahier de charge approuvé par décret en 1974, lequel définit les conditions techniques, administratives et financières relatives à l'exploitation des ouvrages de production, transport et distribution de l'électricité.

Ainsi, la production et le transport de l'énergie électrique sur le territoire national sont assurés, depuis 1963, par l'Office National de l'Electricité ( ONE ), établissement public à caractère industriel et commercial placé sous la tutelle du Ministère de l'Energie et des Mines.

Le prix de l'énergie électrique distribuée est fixé par Décret du Premier Ministre dans les deux cas où la distribution est assurée par l'ONE ou les régies. Il est fixé contractuellement dans le cas de gestion déléguée par les privés

Les ouvrages de production dont dispose l'ONE, sont constitués de 24 usines hydroélectriques totalisant une puissance installée de 1175 MW et de 5 centrales thermiques vapeurs totalisant 2505 MW, 7 centrales à turbines à gaz et plusieurs centrales diesel totalisant 786 MW et un parc éolien de 50 MW, soit une puissance installée globale de 4516 MW.

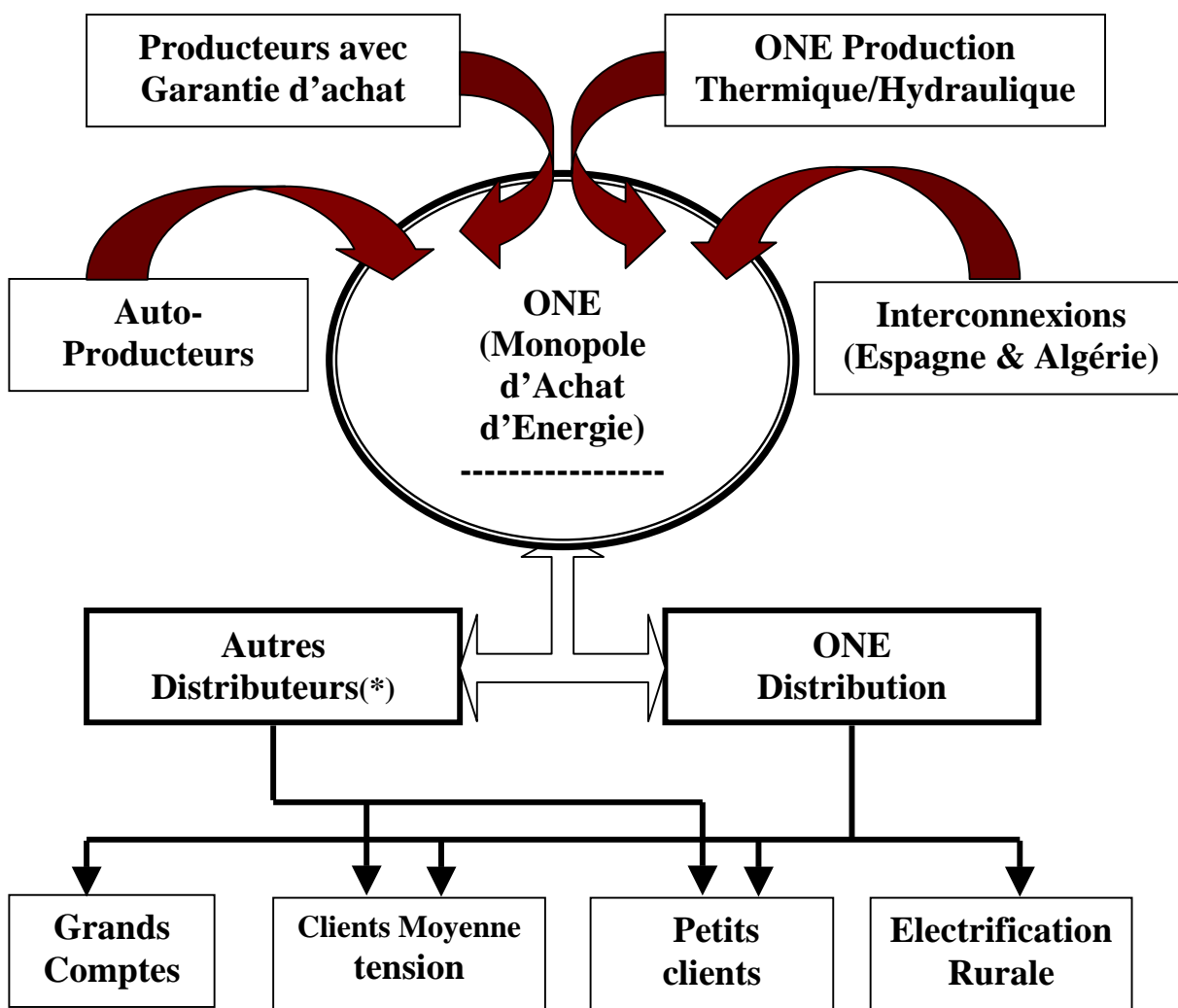
Parmi ces ouvrages de production, la centrale thermique de JORF LASFAR de 1320 MW ainsi que le parc éolien d'Al Koudia Al Baida de 50 MW sur le Site Abdelkhalek Torrès, sont exploités par les producteurs concessionnaires privés. Le Coût de l'énergie électrique produite est fixé contractuellement. L'ONE garantit l'enlèvement de toute l'énergie produite pour la centrale de Jorf Lasfar et du parc éolien d'Al Koudia Al Baida ainsi que de la puissance déclarée disponible de la centrale de Jorf Lasfar.

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 lignes 400 KV, 225 KV, 150 KV et 60 KV d'une longueur totale de l'ordre de 13 000 Km environ. Il est, par ailleurs, interconnecté avec le réseau algérien au moyen de deux lignes 225 KV et avec le réseau espagnol au moyen de deux câbles 400 KV sous-marins.

Le réseau de distribution des régies et des opérateurs privés est de la même importance que celui de l'ONE d'un point de vue commercial.

La coordination de gestion de l'ensemble du réseau de l'ONE est assurée à partir du Dispatching National, implanté à Casablanca et doté de moyens modernes permettant une surveillance permanente et une exploitation optimale.

La structure de **l'organisation actuelle** du secteur électrique marocain est la suivante :



(\*) Régies Intercommunales + Distributeurs Privés sous concession

Les principales missions de l'ONE consistent à :

- Répondre aux besoins du pays en énergie électrique ;
- Gérer et développer le réseau du transport ;
- Planifier, intensifier et généraliser l'extension de l'électrification rurale
- Œuvrer pour la promotion et le développement des énergies renouvelables ;
- Et, d'une façon plus générale, gérer la demande globale de l'énergie électrique.

Toutefois, compte tenu d'une part des objectifs de l'ONE :

- De satisfaire dans les meilleures conditions techniques et économiques la progression de la demande en énergie, sans cesse croissante.
- de baisser les tarifs moyenne tension et haute tension pour atteindre des prix de l'énergie électrique compatibles avec les marchés concurrentiels du Maroc

- D'assurer au meilleur coût directement ou indirectement la couverture financière de programmes d'investissement de plus en plus lourds et indispensables au développement de l'économie du pays.

et devant la volonté de désengagement de l'état d'autre part, l'ONE s'oriente vers l'approche qui consiste à avoir recours :

- aux producteurs concessionnaires privés
- à la coopération par les interconnexions des réseaux électriques avec des puissances garanties.
- à ce qu'on appelle le financement des programmes d'économies d'électricité consistant à opter pour une politique plus vigoureuse et plus volontariste au niveau de la demande finale de la consommation et la promotion de la cogénération, tout en mobilisant, le plus possible, les consommateurs pour le financement des projets qui sont intéressants sur le plan des économies d'énergie.

Le cadre institutionnel et réglementaire, nécessaire pour l'intégration de la production concessionnelle le dans le secteur électrique, a été mis en place par le Décret Loi n° 2-94-503 du 16 Rabia II 1415 ( 23 Septembre 1994 ) qui prévoit que l'ONE est habilité à passer des contrats, avec des opérateurs privés, pour la production d'électricité, à des puissances supérieures à 10 MW, dans les conditions suivantes :

- après appel à la concurrence,
- la production doit être destinée exclusivement à la satisfaction des besoins de l'ONE
- les conditions d'équilibre économiques initiales doivent être maintenues pendant la durée de la dite convention.

Ces nouvelles orientations ont déjà permis à l'ONE, d'axer ses efforts :

\* Sur la continuité du service public et la satisfaction de la demande, au moindre coût et dans les meilleures conditions, en sollicitant tant les " moyens ONE " que ceux des producteurs concessionnaires ou de toute sorte de producteurs ( cogénérateurs, auto-producteurs, etc. ) ou en ayant recours aux échanges d'énergie électrique à travers les interconnexions avec l'Espagne et l'Algérie.

\* sur l'exploitation et la gestion des moyens de production hydraulique y compris la STEP ( station de transfert d'Energie par pompage ) d'Afourer en cours de réalisation.

\* sur la planification, au niveau national, de la réalisation des moyens de production en fixant, pour chaque projet, le site, la technologie, le combustible et la puissance en vue d'optimiser les coûts de production.

\* Sur la planification du développement du réseau de transport dans le sens de l'équité et de la répartition harmonieuse de l'alimentation, sur l'extension de l'électrification du pays et sur la promotion des énergies renouvelables.

\* sur la régulation de l'ensemble du secteur électrique du pays pour en assurer l'efficacité attendue.

### **III. Présentation des gestions déléguées de production actuelles**

#### **III.1. Concession de la centrale thermique de Jorf Lasfar à la Société JLEC**

Le 12 Septembre 1997 , l'ONE et le consortium américano – Européen ( CMS – ABB ) ont signé un contrat de concession BOT ( Build, Operate and Transfer ) à Rabat , donnant à ce consortium la jouissance de produire de l'électricité à la centrale thermique de Jorf Lafar . Ce site couvre une superficie de 60 hectares, et est situé à la province d'El Jadida située à 127 Km de Casablanca.

L'investissement total s'élève à 1,6 milliards de dollars. C'était le plus gros investissement en Afrique.

Une société de droit privé, Jorf Lasfar compagny (JLEC ) a été constituée. JLEC a réglé 263 millions de dollars, et a commencé à exploiter la centrale déjà prête avec 2 unités I et II de 330 MW chacune. Elle s'était engagée à construire deux autres unités de 330 MW chacune ( III et IV ) utilisant le fioul comme combustible. Les deux unités III et IV ont été construites. Après la fin du contrat, dont la durée est 30 ans, l'ONE récupérera gratuitement la centrale.

#### **III.2. Concession du parc de production Eolien Abdelkhalek Torres**

Le second contrat BOT pour la concession de la production de l'électricité a été signé le 13 novembre 1997 à Rabat par l'ONE et un consortium composé d'EDF( France), P.A.I ( Paribas Affaires Industriels ) et GERMA ( une firme de consultants en engineering ).

Le parc Eolien objet de cette concession est situé à 30 km au Nord de Tétouan. L'investissement s'élève à 60 millions de dollars, avec 33 % ou 20 millions de dollars financés par le consortium et le reste par des établissements de crédits, en particulier E.I.B ( European investment Bank ) avec 22 millions de dollars, Proparco ( une filiale de l'Agence Française de Développement ) avec 15 millions de dollars et le Crédit Agricole Indo – Suez avec 3 millions de dollars.

Ce parc Eolien est exploité par une société de droit marocain, C.E.D ( Compagnie Eolienne de Detroit ), avec EDF qui a 49 %, Paribas 35,5 % et GERMA 15,5 %.

### **III.3. Future société de gestion de la centrale à cycle combiné de TAHADDART**

Dans le cadre de son programme de développement du parc de production et l'utilisation du gaz de redevance perçu par l'Etat Marocain. L'ONE développe depuis 1997 dans le cadre d'un partenariat public privé une centrale électrique d'une puissance nette installée de 385 MW à Tahaddart, dans la région de Tanger, utilisant la technologie du cycle combiné et fonctionnant au gaz naturel livré à partir du gazoduc Maghreb- Europe.

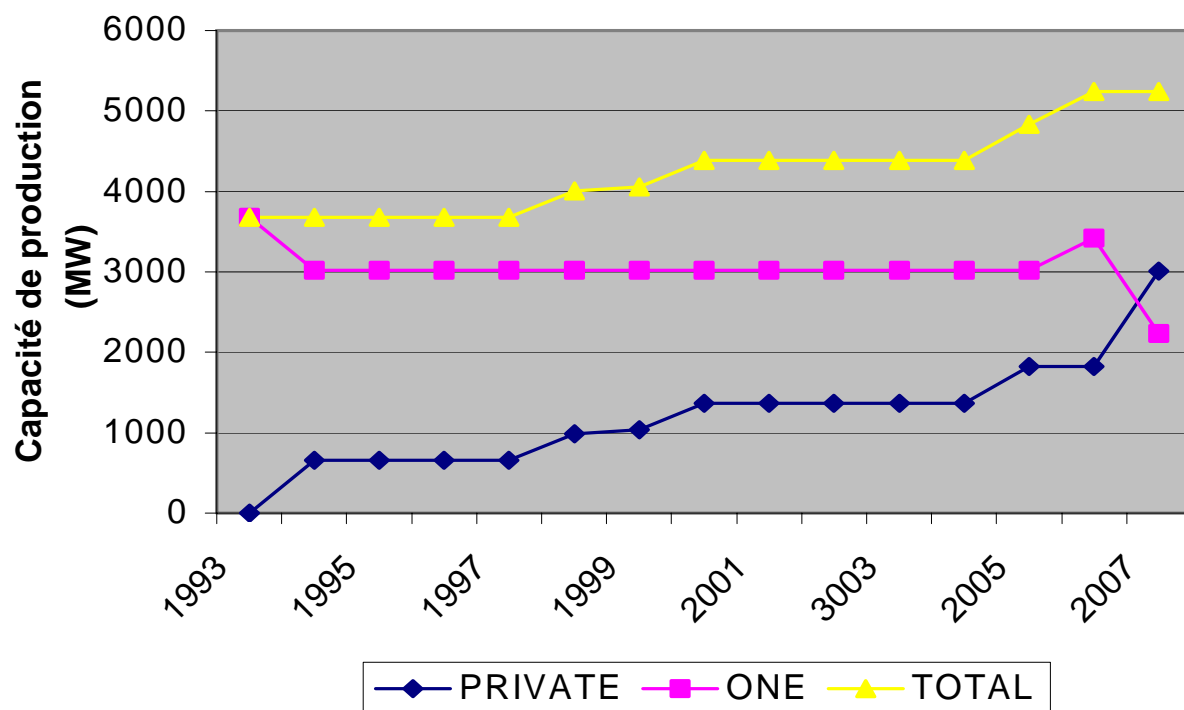
Pour répondre aux besoins du réseau national, la mise en service de cette centrale est prévue pour début 2005.

Ce sera la première centrale au Maroc à utiliser la technologie des cycles combinés qui présente de multiples avantages : Coût d'investissement plus réduit que celui d'une centrale classique, meilleur rendement énergétique, besoins en eau de réfrigération réduits de moitié par rapport à ceux d'une centrale classique et meilleur respect de l'environnement. Ainsi, cette centrale répondra aux normes environnementales de la Banque Mondiale.

Cette centrale sera réalisée sous le régime de Production Concessionnelle d'Electricité conformément au décret loi 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, fixé à 20 ans. Le montant de l'investissement est de 285 millions d'Euros dont 25 % sont financés par un apport en capital et le reliquat par deux emprunts levés sur le marché marocain : 1300 Millions de DH auprès de la BCP et 960 millions de DH auprès d'un consortium constitué de la BCP comme chef de file, de la BMCE et de la CNCA.

Le schéma suivant donne l'évolution de la capacité de production.

## Evolution de la Capacité de production



## IV. Présentation des concessionnaires de la Distribution

### IV.1. Les régies

Les Régies Autonomes de Distribution chargées de la Distribution d'électricité sont des établissements publics dépendant du Ministère de l'Intérieur. Le conseil d'administration est présidé par le Wali ou le Gouverneur de la Province où exerce la régie. Les régies chargées de la distribution de l'électricité sont : RADEEJ ( El Jadida ) RADDES ( Safi ) , RADEEC ( Settat ) RADEEM ( Meknes ) , RADERMA ( Marrakech ) RADEF ( Fes ) , RADEEK ( Kenitra ).

### IV.2. Les Concessionnaires de distribution privés :

#### IV.2.1. LYDEC

C'est le 1er contrat de concession après l'indépendance. En avril 1997, la communauté urbaine de Casablanca et la Lyonnaise des eaux, chef de file d'un consortium international ( lyonnaise des eaux 35 %., Elyo 24 % , Agbar 5 % ,

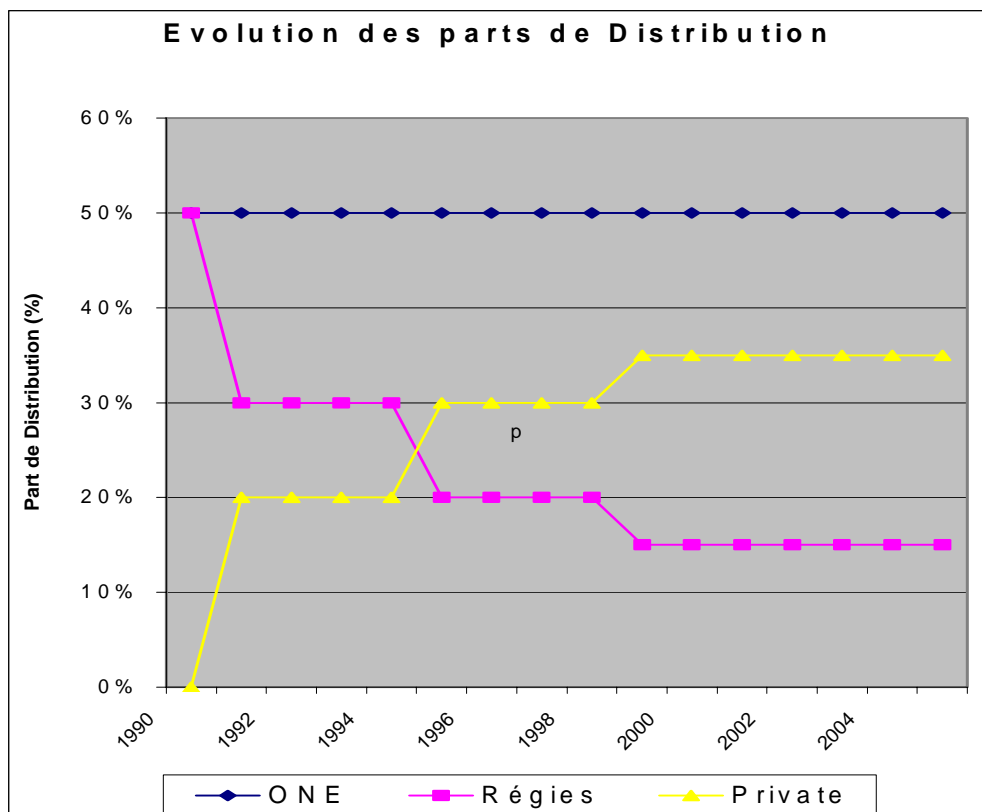
EDF 18 % Endesa 18 % ) signaient un contrat de gestion déléguée d'une durée de trente ans, portant sur la distribution d'eau potable, le service d'assainissement et la distribution électrique de l'agglomération, soit 4 millions d'habitants environ.

La ville de Casablanca était gérée par la RAD, régie publique créée en 1962 après l'indépendance.

#### IV.2.2. REDAL( Rabat – Salé –Témara ) et AMENDIS (Tanger – Tétouan )

Il s'agit de deux contrats de gestion déléguée confiées à l'opérateur français VEOLIA(Ex VIVENDI Environnement).Il concerne la distribution d'électricité, d'eau potable et la gestion du réseau d'assainissement.Les villes de RABAT-Salé étaient gérées par la RED tandis que les villes de Tanger-Tetouan ont été gérées par la RAID et la RDE.

Pour assurer un suivi des objectifs escomptés par ces délégations de gestion, des commissions mixtes de suivi(Direction des régies du Ministère de l'intérieur-Délegataires) ont été créées.



## V. Modèles de déréglementation et de restructuration du secteur électrique dans le monde - Une ouverture généralisée des marchés de l'électricité à la concurrence

Alors que le choc pétrolier de 1973 a conduit la quasi-totalité des pays développés à diversifier leurs sources d'énergie pour atténuer leur dépendance à l'égard des pays producteurs de pétrole, le nouvel équilibre mondial, l'abondance actuelle en hydrocarbures et le degré d'indépendance atteint par de nombreux Etats ont détourné les autorités politiques de cet objectif au profit de la libéralisation des marchés de l'énergie. L'ouverture des marchés à la concurrence est censée garantir aux consommateurs, qu'ils soient industriels ou particuliers, la fourniture d'électricité au meilleur prix.

C'est ainsi qu'à la suite des Etats-Unis, le Royaume-Uni, la Suède et la Norvège ont ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence, défrichant la voie de la libéralisation du marché européen.

Le Japon est en train de réfléchir à la dérégulation du secteur de l'électricité, en raison du coût élevé du kilowatt/heure (deux fois le prix français). L'objectif des compagnies est, dans cette perspective, de parvenir à une réduction des coûts par la modernisation et la rationalisation de la gestion et des installations de production et par le développement de l'énergie nucléaire.

Néanmoins, il va de soi que les modalités, le rythme et le degré d'ouverture des marchés diffèrent selon la structure de la production et de la distribution de l'électricité. Il est difficile de comparer un pays comme la France, dont une seule entreprise nationale produit, transporte et distribue la quasi-totalité de l'électricité, à la Suède où six compagnies électriques privées et une compagnie publique se partagent le marché, ou à l'Allemagne où l'électricité, produite par huit principaux opérateurs, est facturée aux consommateurs finaux par les distributeurs ou " *Stadtwerke* " locaux.

Il est *a fortiori* encore plus difficile d'attendre une ouverture immédiate des marchés de l'électricité des pays de l'ex-bloc soviétique alors que les prix de l'énergie y sont encore fixés de manière centralisée.

En outre, si certains pays, dont les Etats-Unis, la Grande-Bretagne ou l'Allemagne, estiment que les forces du marché sont suffisantes pour garantir la sécurité des approvisionnements, d'autres jugent que les obligations de service public jouent un rôle essentiel. La Norvège vient, de son côté, de réaffirmer la nécessité d'une politique énergétique forte.

En tout état de cause, la présence d'un régulateur sur ces marchés ouverts à la

concurrence reste indispensable pour protéger les consommateurs. C'est ce qu'ont conclu les **ministres de l'énergie du G8** réunis à Moscou les 2 et 3 avril par un communiqué commun dans lequel, tout en faisant valoir que des marchés de l'énergie " *ouverts et concurrentiels sont la meilleure façon de fournir au consommateur une énergie sûre et accessible* ", ils **réaffirment que les Etats continueront à jouer un rôle essentiel dans la définition des règles du jeu.**

Trois séries d'exemples permettront de dresser un panorama des différentes étapes de la libéralisation dans les différents pays du monde, tout en rappelant la diversité des situations énergétiques de chacun de ces pays.

## **V.1. Les pionniers**

### **1. La libéralisation du marché de l'énergie a débuté il y a vingt ans aux Etats-Unis**

La véritable révolution que connaît le secteur électrique américain depuis quatre ou cinq ans est l'aboutissement d'un processus de libéralisation engagé voici vingt ans.

La loi dénommée " *Public Utility Regulatory Policies Act* " (PURPA) a constitué la première brèche dans le monopole de production que possédaient jusqu'alors les compagnies d'électricité américaines. Elle a en effet contraint les compagnies d'électricité traditionnelles à acheter le courant produit par une nouvelle catégorie d'opérateurs dénommés " *Qualifying Facilities* " (QF) et utilisant la cogénération et les énergies renouvelables. Toutefois, le rôle des *Qualifying facilities* est resté limité à des projets de petite puissance ou à la production combinée d'électricité et de chaleur, compte tenu des conditions de production qu'elles doivent respecter.

C'est l' " *Energy Policy Act* " de 1992 (EPACT) qui a véritablement ouvert le marché de la production à la compétition en définissant une nouvelle catégorie de producteurs indépendants, les " *Exempt Wholesale Generators* ", non intégrés en aval et donc sans débouchés assurés, mais échappant en contrepartie à la réglementation frappant les QFs et les compagnies traditionnelles. Cette loi autorise ces producteurs indépendants à vendre leur production ou même de l'électricité acquise ailleurs, à des acheteurs sur un ou plusieurs Etats, sachant que ces derniers sont des compagnies sous monopole. Elle élargit donc les conditions d'accès pour les ventes d'électricité en gros à l'ensemble du réseau. Tout producteur peut ainsi demander à la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) d'ordonner à une " utility " de faire transiter sur son réseau de l'électricité produite par un concurrent et vendue à une tierce partie.

Le pouvoir de réglementation et de régulation du secteur électrique américain

est partagé entre le niveau fédéral - avec la législation du Congrès et l'organisme indépendant de contrôle : la " *Federal Energy Regulatory Commission* " - et les 50 Etats - avec leurs Congrès respectifs et leurs autorités de régulation locales : les " *Public Utilities Commissions* ".

La décision concernant le degré de libéralisation du marché de détail de l'électricité est du ressort de chaque Etat. Mais, désireux d'encourager les Etats qui, comme la Californie, commencent à mettre fin aux monopoles régionaux, le Département américain de l'énergie (DOE) a présenté un plan détaillé visant à ouvrir à la concurrence le marché américain de l'électricité pour les particuliers à compter de 2003. Il espère une économie de 20 milliards de dollars par an, soit 232 dollars pour un foyer de quatre personnes.

Pour imposer concurrence et transparence, une autorité de régulation indépendante, réunissant tous les participants sur le marché serait créée et placée sous l'égide de la FERC, dont les pouvoirs seraient parallèlement renforcés.

Enfin, dans l'objectif de promouvoir le recours aux énergies renouvelables, des quotas seraient progressivement imposés avec un taux fixé à 5,5 % en 2010 et un fonds serait doté de 3 milliards de dollars pour assurer le maintien d'un service public minimum.

## **2. Les Britanniques tirent les leçons d'une libéralisation vieille de presque dix ans**

Pour comprendre la politique énergétique britannique, il ne faut pas perdre de vue que la Grande-Bretagne a toujours joui d'une assez grande profusion de ressources énergétiques, depuis le charbon aux XVIIIème et XIXème siècles, jusqu'aux réserves de pétrole et de gaz de la mer du Nord aujourd'hui. Ceci explique l'attitude relativement " détendue " des Britanniques à l'égard de la consommation énergétique et leur très grande confiance dans les mécanismes de marché pour garantir l'indépendance énergétique nationale.

**Le système anglais part d'une situation initiale mauvaise en termes de productivité du travail, de coût du charbon domestique et de performance des centrales nucléaires.** Cette situation est liée au poids historique de British Coal et à l'inertie des entreprises publiques face à des organisations du travail parfois archaïques. Comme en France, les secteurs des charbonnages, du gaz et de l'électricité ont été nationalisés après la seconde guerre mondiale. La privatisation du secteur énergétique a commencé en 1986 avec le gaz et en 1989 avec l'électricité. Le secteur nucléaire a été privatisé en 1996.

La réforme du système électrique anglais et gallois, initiée par l'*Electricity Act* de 1989, a introduit des changements majeurs, et pour partie irrévocables, dans

le mode de fonctionnement d'un système initialement proche, au moins dans ses principes, du système français.

Cette réforme radicale s'est traduite par une séparation des fonctions de production et de transport, autrefois conjointement assumées par le CEGB (Central Electric Generation Board). Quatre compagnies de production ont ainsi vu le jour dont deux ont été immédiatement privatisées (National Power et PowerGen), les deux compagnies de génération nucléaire étant restées provisoirement nationales (Nuclear Electric et Scottish Electric). Ces dernières ont néanmoins été privatisées en 1996 et réunies au sein d'une holding (British Energy).

La distribution a été organisée en 12 compagnies régionales d'électricité privées connues sous le nom de RECs. Depuis, toutes ces sociétés, sauf une, ont été rachetées par des compagnies nord-américaines. Elles détiennent un monopole géographique de distribution pour les " petits " consommateurs (le seuil de ce monopole étant passé de 1 mégawatt (MW) à 100 kilowatts en avril 1994). Au delà de 100 kw, les gros consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur et, en particulier, d'écarter le distributeur de la zone sur laquelle ils sont situés. S'ils choisissent de contracter avec le fournisseur de leur choix, ils paient au distributeur un droit d'usage du réseau de distribution.

Enfin, une compagnie de transport a été créée (National Grid Company), dont toutes les parties prenantes étaient actionnaires obligatoires en proportion de leur importance comme client, jusqu'à son introduction en bourse fin 1995. National Grid est aujourd'hui régulé par une licence exigeante en termes de service public.

Aucun contrôle des prix sur la production d'électricité n'a été instauré, celle-ci étant supposée compétitive du fait de la création d'un " pool ". Toute l'électricité livrée aux distributeurs ou aux autres clients finaux est achetée au pool à un prix unique.

## **LE " POOL " ÉLECTRIQUE BRITANNIQUE : UNE EXPÉRIENCE ORIGINALE**

La concurrence à la production sur le marché électrique est assurée par l'intermédiaire d'un marché de gros (pool). Le pool, dont la gestion est assurée par le transporteur NGC, est un marché spot qui fonctionne à partir d'un système d'offres quotidien où chaque producteur est invité à indiquer la veille ce qu'il offre le lendemain, et à quel prix par tranche de demi-heure. Le pool arrête ainsi un programme de production quotidien, à la manière d'un dispatching, mais en classant les centrales, non par ordre de coût marginal croissant, mais par ordre de prix d'offre croissant. L'empilement par prix croissant des différentes offres,

jusqu'à satisfaction de la demande, permet de déterminer, demi-heure par demi-heure, le prix marginal du système qui constitue la base de la rémunération des producteurs effectivement appelés. En théorie tout du moins, la concurrence doit faire coïncider à tout moment prix marginal du système et coût marginal. Dans la pratique, on a constaté des écarts parfois importants.

Le pool vend ensuite l'électricité achetée aux distributeurs (RECs) et aux très gros clients industriels. Il n'y a pas, dans le système anglais, de face-à-face physique entre producteurs et consommateurs. Les distributeurs et les gros clients industriels paient au pool l'énergie consommée sur la base d'un prix dérivé du prix marginal du système, et ils s'acquittent auprès du transporteur NGC d'un droit d'usage du réseau de transport, droit qui varie en fonction de la localisation et de la contribution à la pointe du système.

Tous les acteurs sont *a priori* exposés aux variations des prix du pool. De manière à diminuer les risques associés à leur volatilité, le législateur a autorisé les différents protagonistes à se couvrir contractuellement contre les mouvements de prix. Ainsi, les producteurs proposent-ils des contrats qui limitent, selon des modalités diverses, l'impact des mouvements de prix. Cette limitation peut aller jusqu'à la fourniture d'énergie à un prix totalement garanti indépendant des prix du pool. De fait, les contrats du marché libre fonctionnent comme contrats de compensation, le fournisseur reversant la différence au cas où le prix payé par le client serait plus élevé que celui de leur contrat et vice versa dans le cas contraire. En pratique, l'essentiel des échanges est couvert et les prix du pool sont sans influence directe sur les comptes des différents acteurs. Il ne faudrait pas en conclure que leur impact est nul : les prix du pool ont une vertu allocative au niveau de l'offre d'électricité, les prix anticipés sur le pool servant également de base aux prix des contrats.

Le prix aux petits consommateurs est régulé par l'Office of Electricity Regulation (OFFER) qui réexamine régulièrement les éléments de la formule des prix concernant le transport et la distribution (la dernière fois, en 1994, pour une période quinquennale).

Cette formule prévoit que l'augmentation des prix de l'activité concernée ne doit pas dépasser l'augmentation des prix de détail moins un facteur de productivité X. Par ailleurs, l'OFFER veille à maintenir une réelle concurrence dans les activités à vocation concurrentielle, comme la production et le " supply ", point sans doute le plus litigieux aujourd'hui, eu égard à une oligarchie de fait.

Ainsi, dans la mesure où il estimait que les prix du pool étaient manipulés par les deux grands producteurs, National Power et PowerGen, le régulateur - M. Stephen Littlechild - leur a demandé de respecter un prix " plafond " sur la

moyenne annuelle des prix du pool et de limiter leur part de marché en cédant à d'autres acteurs les 6.000 MW de centrales anciennes dont ils étudiaient le déclassement. M. Littlechild a par ailleurs entrepris une révision sévère des prix du transport en fixant un objectif de diminution de 20 % en avril 1997, puis de 4 % en termes réels pour la période 1998-2001.

## **LE MODÈLE ANGLAIS DE LA RÉGULATION**

Lorsque le Gouvernement britannique a été confronté à la nécessité de mettre en place une régulation publique au moment de la privatisation de *British Telecom*, pour sauvegarder les intérêts des consommateurs, l'idée du régulateur unique l'emporta sur le concept de la commission régulatrice tel qu'il existe aux Etats-Unis. Le formalisme juridique et la politisation des commissions américaines ainsi que l'utilisation du taux de profit comme instrument de contrôle des entreprises régulées, constituaient l'exemple à ne pas suivre.

C'est ainsi que ce que l'on appelle le " modèle anglais " de régulation est fondé sur des " régulateurs indépendants " (indépendants non seulement des entreprises régulées mais aussi, dans une large mesure, des autorités politiques et administratives traditionnelles) et sur le plafonnement des prix plutôt que des taux de profit (de façon à encourager les gains de productivité).

Néanmoins, si la régulation des prix que pratiquent entre eux les opérateurs a bien fonctionné dans le secteur des télécommunications, Steven Littlechild, régulateur de l'énergie, a été moins heureux avec les compagnies régionales de distribution (RECs). En effet, sur les territoires qu'elle couvre, chaque REC est dans l'obligation de se conformer à un prix plafond fixé par le régulateur. Cette méthode a le grand avantage, si le régulateur s'y tient fermement, de garantir à l'entreprise régulée qu'elle conservera tout le bénéfice des gains de productivité qu'elle pourra réaliser pendant cinq ans (les plafonds de prix sont en principe fixés pour cinq ans) et l'incite donc à les réaliser. Avec ce système de régulation par plafonds de prix (" price cap "), les Britanniques ont voulu éviter les inconvénients du système américain de régulation par plafonds du taux de rendement du capital (" rate cap "), qui incite l'entreprise à gonfler son capital et à limiter son efficacité au niveau où elle est autorisée à en tirer profit. Le système américain conduit aussi à des compromis toujours discutables sur le taux de rémunération du capital et sur la mesure de celui-ci.

Mais, en plafonnant le prix, on limite indirectement le profit des entreprises visées. La loi sur l'électricité fait d'ailleurs obligation au régulateur de remplir sa mission en tenant compte de l'intérêt à la fois des consommateurs et des actionnaires des entreprises régulées. Comme il ne parvient qu'imparfaitement à connaître la situation des entreprises et leur capacité à dégager du profit, et qu'il est tenu de ne pas les mettre en difficulté, il a une certaine tendance à fixer les

plafonds de prix à partir d'une appréciation plutôt pessimiste de leur situation.

Or, en fixant les plafonds de prix des RECs, Steve Littlechild touchait au cœur de leurs activités et de leurs profits. Sa décision est un arbitrage entre les intérêts des consommateurs d'électricité et les intérêts des actionnaires des RECs, dans un contexte où il craignait plus de léser les seconds que les premiers. L'arbitrage a tellement peu lésé les actionnaires que la Bourse l'a salué par une hausse de 10 % dans les 24 heures et de 100 % dans les six mois. Les plafonds fixés en juillet 1994 devenaient dans ces conditions politiquement intenable et le régulateur a été obligé de les réviser dès avril 1995, alors que leur intangibilité sur une longue période devait être le trait distinctif de la régulation britannique par les prix.

Il apparaît de plus en plus clairement qu'un régulateur britannique est, comme son homologue américain, l'arbitre de transferts financiers importants entre des intérêts privés opposés, ceux de consommateurs et ceux d'actionnaires ; que les pouvoirs d'investigation dont il dispose, bien qu'ils comportent l'accès à certaines informations confidentielles, sont structurellement insuffisants parce que limités par les droits fondamentaux qu'ont des entreprises privées de protéger le secret de leurs affaires ; que toute décision importante qu'il prenne entraîne des mouvements de bourse et des mouvements d'opinion auxquels il ne peut pas être insensible. Les difficultés qu'a connues Stephen Littlechild ne sont pas accidentelles. Elles révèlent un dilemme fondamental du modèle de régulation mis en oeuvre au Royaume-Uni : **l'indépendance du régulateur est indispensable pour lui permettre de réguler les conditions de la concurrence, mais en même temps, elle le prive de la légitimité politique nécessaire pour fixer des prix qui affectent directement des millions de consommateurs et d'actionnaires.** Ce dilemme est d'autant plus difficile à surmonter que les entreprises privées régulées ont tendance à voir dans le régulateur un adversaire auquel il faut éviter de transmettre des informations sensibles.

Pour faire accepter leur rôle d'ordonnateur de transferts financiers, les régulateurs britanniques ont été amenés à intervenir de plus en plus lourdement dans la gestion des entreprises régulées. Ainsi, la régulation à l'Anglaise qui devait être une régulation "à la main légère" s'est-elle progressivement alourdie.

**Le bilan de dix ans de déréglementation est plutôt favorable.** Sur le plan quantitatif tout d'abord, on note une **amélioration sensible de l'aspect concurrentiel** du secteur de l'électricité : ainsi, la proportion de clients faisant

appel à un fournisseur autre que leur distributeur local s'élève actuellement à 56 % des clients de plus d'1 MW et 38 % de ceux ayant une puissance comprise entre 100 KW et 1 MW. Par ailleurs, les parts de marché de National Power et PowerGen sont passées en 1996 de 78 % à 50 %, à l'issue de la cession de 6 GW réclamée par l'OFFER.

En outre, la privatisation et la fragmentation du secteur énergétique ont permis au régulateur et au ministre de l'énergie de " casser " la relation historique avec British Coal en imposant une convergence progressive des prix du charbon anglais avec les prix du charbon importé. Ces deux mesures ont également entraîné des licenciements significatifs et une baisse des effectifs considérable, surtout chez les deux gros producteurs : National Power et PowerGen (-50 %).

**Les prix** fixés en 1990, au moment de la privatisation ont fait l'objet d'un ré-examen qui a duré un an. Ils ont ensuite été modifiés en septembre 1994, pour la période 1995-2000. On constate que les prix réels moyens **ont baissé** en valeur constante de l'ordre de 18 %, mais de façon inégale selon la typologie des consommateurs.

Néanmoins, une part de ces **gains de productivité** a d'abord profité aux actionnaires des compagnies d'électricité. Aussi, le Gouvernement travailliste a-t-il, dès son arrivée au pouvoir, institué une taxe baptisée Windfall tax, sur les compagnies de service public privatisées, dans le but de financer les mesures en faveur de l'emploi des jeunes. Cet impôt vient, selon le Gouvernement, corriger les bénéfices jugés indus des compagnies d'électricité. S'agissant des RECs, le Gouvernement, conformément à un avis de M. Littlechild, envisagerait de fixer un plafond aux dividendes à verser à leurs actionnaires. Il semblerait, en effet, qu'elles n'aient pas atteint les objectifs imposés en termes d'investissements. Les comités de consommateurs en tirent la conclusion que ce " déficit " de 10 % est allé directement alimenter les dividendes des actionnaires au détriment de l'amélioration du service que les consommateurs étaient en droit d'attendre.

Pour le choix des moyens de production, on constate que le régulateur a laissé les industriels privilégier le court terme pour ouvrir un peu le duopole de National Power et de PowerGen avec la construction de cycles combinés au gaz : c'est le " *dash for gas* " (5 GW en cinq ans, 10 GW à l'horizon 2000. Le système anglais se trouve ainsi suréquipé jusqu'à l'horizon 2005. **Il n'y a donc plus d'enjeu majeur pour le moment en terme d'investissements de production.**

Le marché de gros de l'électricité fait, en outre, l'objet de critiques récurrentes pour ses mécanismes complexes, déterminés par ses propres membres et suspectés de conduire à des prix plus hauts que nécessaire et de ne pas assurer

une sécurité suffisante d'approvisionnement en période de pointe. Le Gouvernement a entrepris de le réformer faute pour le régulateur d'agir sur le marché de la production d'électricité.

Quant au secteur électrique dans son ensemble, on peut se demander s'il n'est pas trop fragmenté pour affronter la concurrence internationale qui se prépare. D'où la "tentation de la réintégration" actuelle : des distributeurs vers la production, des producteurs vers le client.

Pour l'avenir, le débat porte sur **l'ouverture du marché des clients domestiques** (i.e. de moins de 100 kW). Prévus de longue date pour le 1<sup>er</sup> avril 1998, Stephen Littlechild a annoncé **son report d'au moins six mois** compte tenu des difficultés dans la mise en place d'un système de comptage et de télécommunication et des interrogations qui se sont fait jour sur l'intérêt d'une telle ouverture. La concurrence ne devrait pas, en effet, se trouver renforcée s'agissant d'une catégorie de clientèle à très faible marge. Les prix pourraient même augmenter à cause d'une plus grande incertitude. Certains clients, parmi les plus fragiles, pourraient voir leur situation se dégrader si aucune mesure n'était prise en leur faveur.

Enfin, **les considérations de politique énergétique, jusqu'alors tenues au second plan, on fait un retour remarqué dans les débats britanniques** à la faveur de la fin, prévue en 1998, des contrats d'enlèvement de charbon signés entre les producteurs d'électricité et RJB mining, la principale entreprise houillère anglaise. Alors que les contrats négociés avec Eastern Group et National Power prévoyaient de réduire de moitié les livraisons de RJB pour 1998, et que les principaux producteurs annonçaient des fermetures de plusieurs centrales au charbon, ce qui laissait peu d'espoir de débouchés futurs au charbon national, Tony Blair a décrété, en décembre 1997, **le gel des autorisations de nouvelles centrales au gaz, afin de préserver les centrales à charbon.**

**Pour le Gouvernement, le "dash for gas",** qui a fait passer la consommation du gaz naturel pour la production d'électricité en Angleterre de 0,5 % en 1990 à près de 21 % en 1998, **devait être freiné au nom du risque que fait peser sur l'approvisionnement le recours à une seule source d'énergie primaire.** Enfin, certains commentateurs affirment que le Gouvernement serait actuellement assez favorable à l'idée d'introduire une taxe sur l'électricité destinée à financer le surcoût engendré par les technologies propres des centrales au charbon. En tout état de cause, le Gouvernement serait prêt à accepter une réduction des objectifs d'émissions polluantes fixés par l'Agence de l'Environnement pour préserver certaines centrales et retarder la fermeture de mines de charbon menacées.

Il est cependant trop tôt pour dire de manière définitive si l'Angleterre renoue avec une véritable politique énergétique et souhaite un contrôle du mouvement d'investissements massifs en faveur du gaz.

### **3. La Suède a anticipé la directive européenne sur l'ouverture du marché de l'électricité**

Devant la diversité de leurs ressources énergétiques, la variété de leurs systèmes de production et la multiplicité des acteurs, les pays nordiques ont très tôt envisagé, pour optimiser leur complémentarité, une exploitation unifiée de leurs moyens de production électrique. Cette coopération a abouti à la création d'un marché scandinave de l'électricité, le *Nordic power exchange*.

Dans la perspective de son adhésion à l'Union européenne, la Suède a engagé dès 1991 une réflexion sur la restructuration de son secteur électrique.

Celle-ci s'est traduite dans un premier temps, le 1<sup>er</sup> janvier 1992, par la transformation du plus gros producteur suédois, Vattenfall, en société par actions, dont l'Etat a cependant conservé le contrôle. Bien que ce secteur n'ait jamais été totalement centralisé ou nationalisé, Vattenfall était, depuis la fin des années 1940, en tant qu'établissement public, l'unique responsable du réseau national de transport et des connexions internationales et était propriétaire, avec une dizaine des plus importantes entreprises de production, des réseaux régionaux d'alimentation. Pour répondre aux critiques que suscitait cette structure d'un point de vue concurrentiel, l'activité de grand transport de Vattenfall fut confiée à une société neutre spécialement créée, Svenska Kraftnät, également détenue par l'Etat.

Mais c'est une nouvelle loi adoptée par le Parlement suédois le **25 octobre 1995** et entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1996, qui marque officiellement la **libéralisation du marché électrique**, très largement inspirée de l'expérience norvégienne.

Le principe de base de cette réforme est la **séparation entre la production et la vente d'électricité d'un côté, et le transport/distribution de l'autre**. Les premières doivent fonctionner selon les lois normales de tout marché concurrentiel, tandis que les activités de réseau, du fait de leur caractère de monopole naturel, continuent d'être encadrées par le biais de concessions de lignes et de zone géographique délivrées pour une période maximale de cinq ans par une autorité de régulation et de contrôle.

Les détenteurs des concessions ont une obligation de connexion et de desserte à des conditions raisonnables et non discriminatoires. Aussi les comptabilités des différentes activités des opérateurs doivent-elles être séparées afin que l'on

puisse s'assurer du respect de cette exigence.

En outre, la loi a confié à Svenska Kraftnät, dont relèvent maintenant le réseau des lignes à haute tension (400 kV et 220 kV) et la plupart des interconnexions avec l'étranger, la responsabilité du système électrique national, c'est-à-dire de gérer l'équilibre entre l'offre et la demande, en imposant des contraintes d'approvisionnement aux sociétés de distribution. Cet organisme doit par ailleurs être informé de tout contrat d'importation ou d'exportation d'une durée supérieure à six mois. Quant à la construction de nouvelles lignes connectées aux réseaux étrangers, elles font l'objet d'une autorisation spéciale du Gouvernement.

La régulation du système est aujourd'hui du ressort de NUTEK, dont l'autorité dépasse le secteur électrique et couvre tous les domaines relatifs à la mise en place d'un contexte favorable au développement industriel suédois.

En dehors de ces contraintes, le **marché électrique suédois est totalement ouvert à la concurrence : dès le 1<sup>er</sup> janvier 1996**, tout client final a eu la possibilité légale de choisir son fournisseur d'électricité, tout producteur a obtenu réciproquement liberté de choix de ses clients. En même temps, toutes les formes d'intermédiaires entre producteur et consommateur ont été autorisées. L'accès au réseau de tous les acteurs a donc été total dès le début. Du moins en théorie, car, en pratique, la possibilité de changer de fournisseur s'est vite avérée limitée notamment pour les clients domestiques, compte tenu de la nécessité de s'équiper de nouveaux compteurs capables de suivre la consommation heure par heure.

Ainsi, l'administration nationale de la concurrence a constaté dans un rapport daté de novembre 1996, que le coût de l'installation de comptage horaire était trop élevé (8 000 couronnes suédoises en moyenne) par rapport au gain financier que pouvaient tirer les petits usagers d'un changement de fournisseur. De fait, neuf mois après l'entrée en vigueur de la loi, aucun abonné particulier n'avait sauté le pas et, dans la pratique, seuls les grands clients industriels avaient pu, jusqu'alors tirer profit de l'ouverture du marché.

Pour pallier ce dysfonctionnement, le Gouvernement a donc décidé de limiter le prix des équipements de mesure à un plafond de 2 500 couronnes (soit 1 965 francs). Par ailleurs, après une période de relative passivité, il semble que quelques compagnies électriques (dont Vattenfall, Stockholm Energi, Graninge et Telge Energi) aient décidé de se faire plus ouvertement concurrence en abaissant de quelques centimes le prix du kilowattheure, et en offrant même, pour certains d'entre eux, le compteur aux prospects démarchés.

Les autorités de contrôle se sont élevées contre le renforcement de la concentration du secteur, lequel semble aller à l'encontre de la logique habituelle de fragmentation des politiques de dérégulation. La production reste, en effet, dominée par les deux grands que sont Vattenfall (50 % du marché) et Skydraft (23 % du marché). La déréglementation a été marquée en outre par l'arrivée de compagnies étrangères dans le capital des sociétés de production (EDF, Pressen Elektra, IVO et Statkraft notamment).

Réciproquement, les **électriciens suédois investissent à l'étranger**, essentiellement dans les pays proches. En réponse à ces griefs, le ministre de l'industrie considère qu'il convient de considérer le poids des acteurs à l'échelle du marché nordique et non pas à l'échelle nationale. Il faut donc s'attendre à ce que les pouvoirs publics continuent dans l'avenir à encourager la **restructuration du marché**.

Celle-ci devrait s'opérer plus spécialement par des rachats d'entreprises dans le domaine de la distribution (250 compagnies qui appartiennent souvent à des municipalités), à laquelle s'intéressent aussi bien les producteurs électriques que les opérateurs multi-énergies, comme Statoil, Norsk Hydro et la Shell.

Enfin, courant 1996, la loi de déréglementation a permis l'institution d'une " bourse de l'électricité ", baptisée *NordPool*, commune à la Suède et à la Norvège. A l'automne 1997, environ 180 acteurs (norvégiens, suédois, mais aussi danois et finlandais) intervenaient sur le marché. Il semble cependant que cette bourse n'ait pas pleinement répondu aux attentes des participants suédois qui en espéraient, par des importations bon marché d'énergie hydraulique norvégienne, une forte diminution du prix de l'électricité. Malheureusement, la rigueur de l'hiver et le faible niveau de remplissage des réservoirs norvégiens ont entraîné un renchérissement des volumes échangés.

**Au total, le système électrique suédois apparaît à la fois précurseur en matière de dérégulation, caractérisé par des coûts de production parmi les plus bas du monde et bien préparé aux enjeux que représente le marché unique de l'électricité ainsi qu'à l'ouverture espérée des pays d'Europe centrale et orientale.**

#### **4. L'Allemagne vient d'ouvrir totalement son marché de l'électricité à la concurrence**

L'organisation électrique de l'Allemagne est le reflet de l'organisation administrative de la République fédérale d'Allemagne qui, en vertu de la Loi fondamentale de 1949, confie aux *Länder* l'essentiel de la gestion économique du pays et ne laisse à l'Etat fédéral (le *Bund*) qu'un certain nombre de prérogatives limitées.

La production d'électricité est, principalement, assurée par neuf sociétés "suprarégionales" qui contrôlent plus de 80 % de la production, parmi lesquelles RWE, Preussen Elektra ou Bayernwerk ; les 20 % restant sont produits à parité par 80 entreprises régionales et 900 sociétés municipales (*Stadtwerke*). Le transport est assuré par les neuf compagnies "suprarégionales". La distribution est le fait des "neuf" (34 %), des sociétés régionales (39 %), des municipalités (27 %). La propriété publique est très majoritaire (85 % entre les entreprises publiques et les entreprises d'économie mixte).

Or, l'Allemagne vient **d'ouvrir d'un coup son marché de l'électricité à la concurrence** européenne par le biais d'une loi entrée en vigueur **le 1<sup>er</sup> mai 1998** et qui sonne le glas, pour les producteurs d'électricité, d'un monopole régional qui leur assurait jusqu'ici de confortables revenus.

La réforme, plus ambitieuse que ce que prescrit la directive européenne, ouvre à la concurrence le marché de l'électricité, aussi bien pour les gros clients industriels que pour les particuliers, **sans aucune étape intermédiaire**. Le Gouvernement fédéral espère ainsi encourager les électriciens à diminuer leurs tarifs, au bénéfice notamment des industriels, tarifs qui sont pour l'instant 30 % plus chers que la moyenne européenne.

Néanmoins, cette réforme ne devrait pas produire d'effets immédiats compte tenu du morcellement du système électrique allemand.

Certes, les neuf compagnies "suprarégionales" seront obligées de mettre leur réseau à la disposition de leurs concurrents, leur permettant de desservir les consommateurs qui dépendaient jusqu'ici uniquement d'eux. Mais, les électriciens allemands disposent de plusieurs moyens pour se protéger de concurrents comme EDF qui produit un courant meilleur marché grâce aux centrales nucléaires. La directive européenne prévoit, en effet, une clause de sauvegarde qui permet aux Etats membres ouvrant largement leur marché de se protéger des exportations de pays moins libéralisés. Les grandes firmes allemandes vont, en outre, exiger des taxes pour faire transiter sur la longue distance le courant en provenance de l'étranger.

Quant aux 200 communes qui approvisionnent directement leurs habitants en électricité, une centaine d'entre elles qui sont équipées de centrales de cogénération conserveront leur monopole. L'autre moitié a également la possibilité de rester, jusqu'en 2005, l'unique intermédiaire entre les nouveaux fournisseurs d'électricité et les clients de leur territoire (principe de l'acheteur unique).

**Les effets de la libéralisation devraient donc, dans un premier temps, être limités.** Pour les industriels, les experts tablent sur une baisse rapide des prix de 10 à 15 %. En revanche, les réductions pour les ménages devraient survenir plus tardivement, après que certains problèmes techniques comme l'adaptation des compteurs et des logiciels auront été surmontés. Dans l'immédiat, la **réforme devrait surtout profiter aux intermédiaires grossistes** qui ne devraient pas manquer d'apparaître, comme aux Etats-Unis.

Enfin, la désignation et la définition géographique des gestionnaires de réseau sont implicitement laissées à l'initiative des compagnies. **Le Gouvernement fédéral n'envisage pas, en effet, de mettre en place une autorité de régulation nouvelle.**

Les contrats de démarcation aux termes desquels une société obtient soit l'exclusivité de l'approvisionnement ou de la distribution dans une zone géographique donnée (démarcation horizontale entre fournisseurs ou entre distributeurs), soit l'exclusivité de l'activité de distribution (démarcation verticale entre distributeur et fournisseur) ne bénéficieront plus d'un régime d'exception légale. Ils tomberont sous le coup de l'interdiction générale des accords entre entreprises et seront susceptibles d'être dénoncés par l'Office fédéral des cartels.

Cet office sera également compétent pour traiter des litiges nés d'un refus de transit par le propriétaire d'un réseau ou de la contestation des conditions tarifaires du transit. L'accès au réseau devra être accordé selon des conditions comparables à celles dont bénéficient les compagnies pour leurs besoins propres. En cas de refus d'accès, la charge de la preuve incombera à l'exploitant.

## **V.2. Les disparités Européennes**

Le texte original du Traité de Rome ne contenait aucune disposition relative à l'électricité. La décision de parvenir à une meilleure intégration du marché intérieur de l'énergie date du 16 septembre 1986. Il s'agissait pour le Conseil des Communautés Européennes " *d'améliorer la sécurité d'approvisionnement, de réduire les coûts et de renforcer la compétitivité économique* ".

Le 19 décembre 1996, la directive concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a été adoptée, directive que les Etats membres de l'Union européenne ont été tenus de transposer dans leur droit interne au plus tard le 19 février 1999. Un délai supplémentaire a été accordé à la Belgique (un an), à l'Irlande (un an) et à la Grèce (deux ans).

Or, si l'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité constitue

bien un enjeu commun à tous les pays de l'Union, on constate, dans la pratique, de fortes disparités entre les différents Etats membres.

### **1. La directive sur le marché intérieur de l'électricité est inégalement transposée selon les pays**

**Disparités de calendrier** tout d'abord : dans cinq Etats membres, le secteur électrique est déjà libéralisé : Suède, Finlande, Royaume-Uni, Espagne, Allemagne. Les Pays-Bas, le Portugal et l'Autriche sont déjà fortement avancés dans la transposition.

**Disparités structurelles** ensuite : certains pays ont ainsi décidé d'aller plus vite et plus loin que le texte de directive en matière d'ouverture du marché aval (Suède, Norvège, Royaume-Uni, Finlande, Allemagne, Espagne et Pays-Bas) quand d'autres, à défaut de recourir à la " solution " danoise, respecteront le calendrier de la directive.

**L'organisation de la concurrence à la production**, pourtant au coeur de la directive, devrait, elle aussi, se présenter sous des formes hétérogènes, certains Etats membres instituant des marchés obligatoires (Angleterre), d'autres des pools facultatifs (Suède, Norvège, Finlande, Espagne), d'autres encore n'envisageant pas de recours à des bourses d'échanges formelles (Allemagne, Portugal, Italie).

Enfin, la **teneur des missions d'intérêt général** confiées au secteur devrait fortement varier au sein de l'Union entre les pays qui feront le choix d'une planification et d'une politique énergétique forte (France, Portugal, Italie, Danemark) et ceux qui auront des objectifs plus lâches, généralement limités aux investissements de réseau et à la protection de l'environnement (Espagne, Angleterre, Suède).

### **2. La directive peut être interprétée en fonction des situations énergétiques de chaque pays**

En réalité, la directive elle-même a laissé aux Etats membres des marges d'interprétation très étendues que chaque pays a utilisées pour élaborer les solutions les plus adaptées à sa propre situation.

**Situation énergétique** tout d'abord : de ce point de vue, il est intéressant de constater que les pays riches en ressources naturelles sont ceux qui se sont engagés le plus tôt et le plus résolument vers des solutions concurrentielles (Grande-Bretagne).

**Situation industrielle** ensuite : tous les pays de l'Union s'efforcent de renforcer la structure industrielle de leur secteur avec, en ligne de mire, une future concurrence européenne. C'est ainsi que les Pays-Bas s'appêtent à fusionner les

quatre compagnies de production nationales en un seul producteur. L'introduction de la concurrence dans les pays scandinaves s'est faite en préservant la présence d'opérateurs dominants comme Vattenfall et Sydkraft (les trois-quarts du marché suédois) ainsi que la présence des opérateurs publics. En Espagne, la réorganisation du secteur intervient à l'issue d'un processus de renforcement industriel de près de dix ans qui permet aux deux entreprises dominantes (Iberdrola et Endesa, 80 % du marché) d'entrer sereinement dans la concurrence.

**Situation institutionnelle** enfin : dans le choix des modalités de régulation, c'est la continuité qui domine, l'innovation restant assez marginale. L'Allemagne devrait ainsi continuer de disposer d'une régulation très informelle, alors même qu'elle souhaite ouvrir l'ensemble de son marché.

En Espagne, la volonté affichée de dérégulation ne doit pas faire oublier que l'Etat conserve, pour les dix prochaines années, d'importantes prérogatives qui vont bien au-delà des simples fonctions d'arbitrage ou de contrôle et font de lui un véritable acteur du système. L'introduction d'autorités indépendantes sectorielles avance à pas mesurés, la définition de leurs zones de compétences et de leurs pouvoirs demeurant encore très variable.

## **B. UN MOUVEMENT DE LIBÉRALISATION PORTÉ PAR L'HISTOIRE ET LA TECHNOLOGIE**

### 1. Un inéluctable processus d'ouverture des marchés

Comme le relève Christian Stoffaës : " La régulation de l'électricité vers toujours plus de coordination et de planification semblait s'inscrire dans une logique qui aurait été, en quelque sorte, dictée par le sens de l'histoire. Mais depuis une vingtaine d'années, l'histoire semble avoir changé de sens : [...] l'industrie électrique, après avoir été pendant un siècle, un vecteur en forte croissance, mobilisé par les investissements lourds de production est désormais parvenu à maturité économique. La diffusion internationale des centrales thermiques de petite taille a joué un rôle décisif dans ce processus. C'est ainsi qu'est rompu le cercle vertueux de la croissance rapide, du progrès technique, des investissements lourds et des gains de productivité impressionnants, qui avaient soutenu le développement de l'industrie électrique pendant 30 ans et qui avaient intimement conditionné le régime institutionnel du service public ".

Ce mouvement continu de dérégulation, alimenté avant tout par les innovations technologiques, est particulièrement remarquable en Europe où il entraîne une baisse tendancielle du prix de l'électricité.

La libéralisation du secteur de l'électricité a été lancée en Grande-Bretagne par

l'Electricity Act de 1989. Ce texte a supprimé le monopole conféré après la guerre au Central Electricity Generating Board, l'ancien monopole public de production et de transport. Cette structure a été séparée en trois entreprises de production d'énergie et une entité, National Grid, à laquelle est confié le transport. Deux des trois entreprises de production, National Power et Power Gen ont été privatisées, Sud Nuclear Electric demeurant au sein du secteur public. La loi a également créé une instance destinée à mettre en concurrence les offres des producteurs pour créer un marché centralisé et abaisser les coûts. Cette réforme a eu pour effet de favoriser le développement de la production d'électricité issue d'installations fonctionnant au gaz et la fermeture des centrales à charbon les moins compétitives.

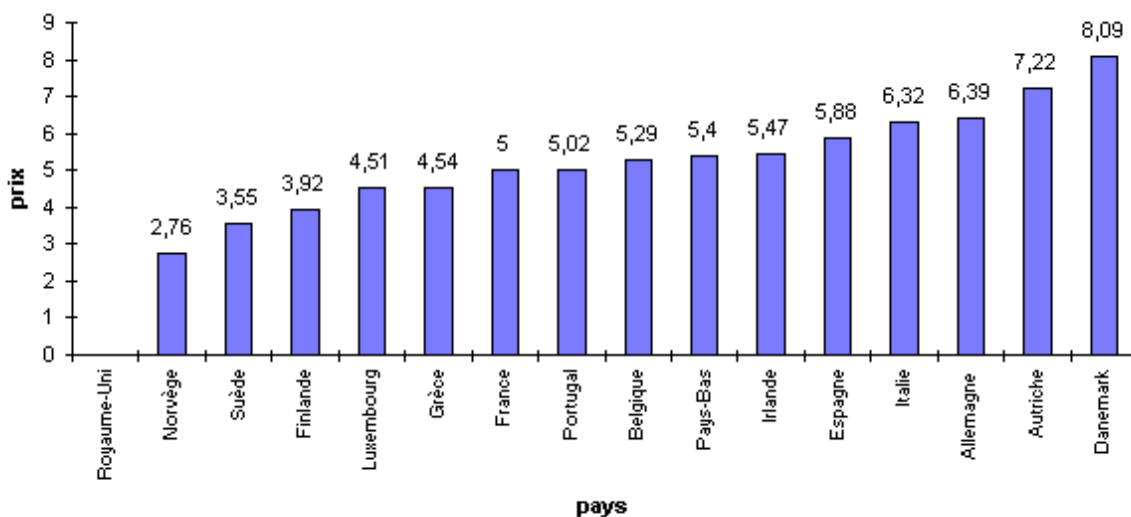
Plus récemment, l'introduction d'un véritable système de marché dans les pays scandinaves appartenant au NORDEL a également entraîné une baisse des cours. Le prix " SPOT " de l'électricité à la bourse d'Oslo a ainsi baissé de près de 50 % en 1997 et de 14 % en 1998. Une tendance analogue est observée sur le marché suisse dont le centre de Laufenburg constitue la plaque tournante du commerce européen de l'électricité. La chute du prix du baril de pétrole, qui s'est maintenue jusqu'au début 1999, a aussi contribué à la diminution du prix de vente de l'électricité.

## 2. ... et des évolutions technologiques qui remettent en cause l'organisation passée

Alors que la France a longtemps bénéficié -grâce à l'énergie d'origine nucléaire- d'un prix de l'électricité particulièrement attractif par rapport à ses concurrents, elle est en passe de perdre, sous l'effet de l'apparition de nouvelles techniques et des variations des prix mondiaux des matières premières énergétiques, cet avantage comparatif. Comme le montrent les trois graphiques ci-dessous qui concernent respectivement la consommation d'un très gros consommateur, de plus de 40 Gwh (fonderie d'aluminium) ; d'une petite entreprise ; et d'un ménage ; notre pays occupe une position intermédiaire, aussi bien pour les tarifs applicables aux usages industriels que pour ceux qui concernent la consommation domestique.

### PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ - USAGES INDUSTRIELS

Consommation annuelle de 70 millions Kwh  
(en Ecus, taxes comprises)

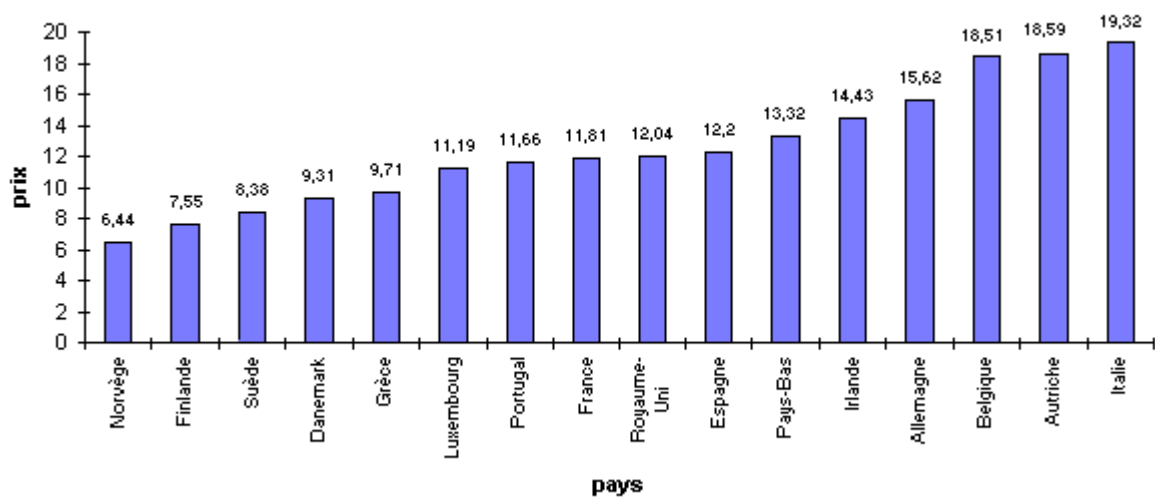


Source : EUROSTAT

### PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ - USAGES INDUSTRIELS

Consommation annuelle de 30.000 Kwh

(en Ecus, taxes comprises)

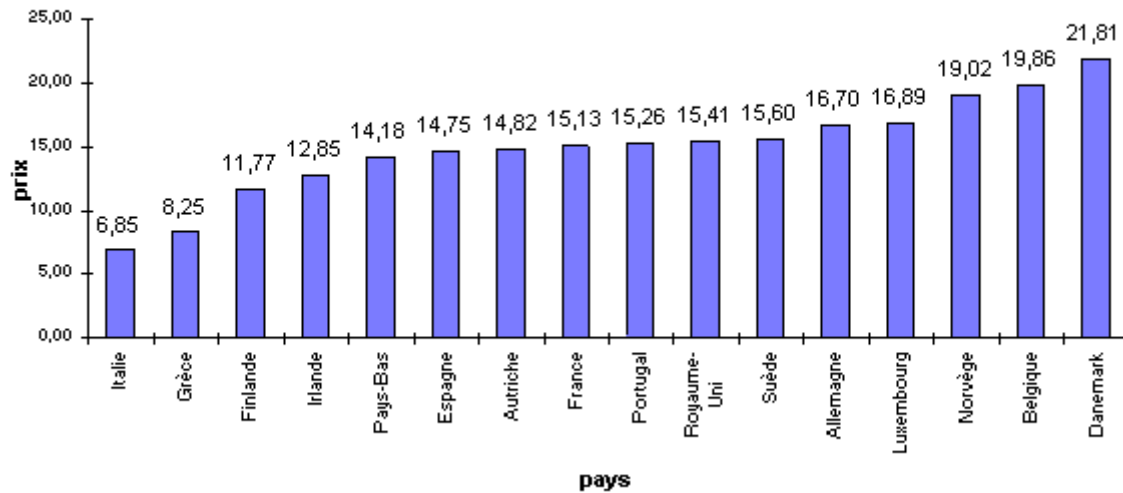


Source : EUROSTAT

### PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ - USAGES DOMESTIQUES

## Consommation annuelle de 1.200 Kwh

(en Ecus, taxes comprises)



Source

: EUROSTAT

Comme le soulignait le président d'EDF devant votre Commission des Affaires économiques, le potentiel de diminution future des prix d'EDF -qui étaient nettement inférieurs à la moyenne européenne avant la libéralisation- est, de ce fait, nécessairement restreint par rapport à celui de ses concurrents. Cependant, l'opérateur public doit poursuivre ses efforts afin de demeurer compétitif, notamment dans ses relations avec les industriels. En effet, sur ce segment de marché, les prix réellement pratiqués sont souvent inférieurs aux tarifs affichés par les producteurs étrangers car ils résultent de négociations. C'est pourquoi les grands industriels français peuvent se trouver dans une situation réelle moins favorable, en termes tarifaires, que celle que traduit le premier graphique figurant ci-dessus.

### V.3. La libéralisation progressive des prix des pays de l'ex-bloc communiste

La situation dans les pays de l'ex-bloc communiste se caractérise par la distorsion qui affecte la structure des prix de l'énergie. Dans la plupart de ces pays, les tarifs de l'électricité destinés aux ménages sont inférieurs à ceux des gros consommateurs et parfois même inférieurs aux prix de revient. Ce sont les industriels qui subventionnent la consommation d'énergie des ménages, ce qui est source d'inefficience économique.

#### 1. L'augmentation des prix en République tchèque

La structure des coûts énergétiques en **République tchèque** reflète ainsi encore très largement le poids des décisions administratives. Les augmentations décidées en 1995 et 1996 sont en effet restées timides et n'ont que très légèrement rapproché les tarifs administrés des prix de marché.

**Le coût très faible de l'énergie pour les ménages interdit toute politique d'économies d'énergie et incite au contraire au gaspillage.** Par ailleurs, les compagnies de distribution n'ont d'autre choix que de faire supporter aux gros consommateurs industriels des prix relativement élevés afin de compenser leurs pertes sur la clientèle des particuliers.

Pour corriger ces distorsions de prix, les autorités tchèques ont décidé au début de l'année 1997 d'accélérer la libéralisation des prix de l'énergie. Les tarifs de l'électricité ont ainsi connu une hausse de 15 % en juillet 1997. Depuis, des divergences d'approche sur l'échéancier et l'ampleur des augmentations de tarif à prévoir pour 1998 et les années suivantes se sont fait jour au sein du Gouvernement, mais il est vraisemblable que les tarifs augmenteront de nouveau en juillet 1998.

Pour autant, il est probable que les autorités tchèques souhaiteront garder un droit de regard minimum sur les prix de l'énergie en raison de la politique monopolistique des distributeurs de chaque région.

Compte tenu de ce qui précède, nul ne s'étonne que la consommation énergétique tchèque soit 2 à 4 fois plus importante que dans les pays de l'OCDE, à production égale. La production de ce pays à forte tradition industrielle, disposant, pendant la période communiste de ressources énergétiques abondantes en provenance de Russie, s'est faite en dépit de toute considération écologique. La République tchèque est aujourd'hui l'un des pays les plus pollués d'Europe.

## **2. La progression vers l'ouverture du marché à la concurrence en Pologne**

En **Pologne**, gros consommateur d'énergie comme les autres **pays ex-socialistes**, l'accord du ministère de l'économie est nécessaire pour tout investissement concernant la production, le transport ou la distribution de l'électricité. Le ministère fixe en outre les prix entre producteurs et distributeurs (prix de transfert) et les tarifs obligatoires destinés aux consommateurs finaux. Les prix des destinataires dits " industriels " dépendent de la tension dans leur réseau de raccordement, de la puissance consommée et des conditions de livraison. Les grandes entreprises industrielles ont la possibilité de signer des contrats individuels avec les fournisseurs d'énergie électrique en fonction de leurs besoins très spécifiques.

La Pologne a néanmoins poursuivi une politique d'augmentation des prix de l'électricité remarquable depuis 1990. Certains clients, et notamment les entreprises du secteur public, ont de plus en plus de mal à payer. Une libération des prix a été effectuée en 1999, mais les besoins de financement à moyen terme imposent de rechercher des apports extérieurs. Le tarif moyen de l'électricité était de 5,5 cents/kWh début 1996 alors que le prix moyen couvrant les coûts était estimé à 7-7,5 cents/kWh.

Depuis 1990, sous l'influence de nombreux conseillers anglo-saxons, **le système électrique polonais évolue vers une organisation inspirée du modèle britannique**. Les sociétés autonomes de production, transport et distribution, toutes encore détenues à 100 % par l'Etat, fonctionnent aujourd'hui selon un système d'acheteur unique. La loi énergétique, adoptée le 10 avril 1997, a permis l'introduction de l'accès des tiers au réseau (ATR) et la privatisation progressive du secteur électrique. Sous le contrôle de la nouvelle agence de régulation (URE), un système de pool devrait se mettre en place, ainsi que des marchés régionaux de l'électricité. L'entrée du capital étranger sera certainement aussi facilitée pour ce qui concerne la production indépendante.

## **VI. Projet de libéralisation du secteur d'électricité au Maroc**

Le projet de libéralisation et de modernisation du secteur électrique fait suite à la décision prise par le Conseil d'Administration de l'ONE en 2001 en faveur de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence et de la modernisation du service public.

## VI.1. Objectifs et contraintes

Les principaux objectifs sont :

- I. Assurer que les prix pour les clients industriels(THT, HT, MT) seraient les plus compétitifs possibles dans le contexte d'ouverture de l'économie marocaine. Les futurs prix doivent être alignés sur ceux des marchés voisins, en particulier ceux du marché libre espagnol.
- II. Garantir qu'une partie des gains d'efficience par l'entrée de nouvelles centrales de production et par une distribution plus efficiente soit traduite dans les prix et répercutée sur le système électrique marocain.
- III. Etablir un équilibre économique durable du secteur :Garantir que le secteur puisse faire face aux coûts actuels et futurs, ainsi qu'aux besoins d'investissements en respectant les contrats actuels.
- IV. Attirer suffisamment d'investissements pour permettre le développement du secteur.Celui-ci doit faire face à des besoins importants estimés à 44 milliards de Dirhams en raison de la croissance rapide de la demande et de l'accélération du PERG(Programme d'Electrification Rurale Global).

Les contraintes à respecter dans le contexte de la réforme sont les suivantes :

- I. La garantie du service public pour tous les clients(généralisation de l'accès à l'électricité, électrification rurale, tarifs spéciaux pour les ménages à faible revenu ou tranche sociale)
- II. Le Maroc doit conserver suffisamment de capacité locale de production pour lui permettre de faire face à une situation de moindre disponibilité d'énergie dans les marchés voisins interconnectés. Le niveau de dépendance vis à vis des importations doit être limité.
- III. La régulation doit s'appliquer à l'ensemble du secteur électrique, indépendamment de l'organisation de la distribution d'électricité. Les règles, en particulier en matière de tarification d'accès aux réseaux et de la régulation, doivent être valables pour tous les acteurs du marché(y compris les régies et les concessionnaires privés).
- IV. La modernisation doit permettre de maintenir et de renforcer un opérateur électrique national puissant, présent dans les différents métiers. Ainsi, se construirait un pôle de compétences local pour l'ensemble des métiers électriques, ce qui apporterait plus de stabilité au système. Dans ce sens, la réforme devrait davantage refléter les évolutions du secteur en Europe continentale que la structure du marché britannique, caractérisé par la fragmentation verticale et horizontale du principal opérateur historique.
- V. La réforme devra veiller au respect des engagements pris dans le passé, aussi bien ceux concernant les contrats avec garantie d'achat(PPAs)que ceux des concessions de distribution.

En général, trois moyens peuvent être utilisés pour la mise en œuvre d'une telle réforme : la libéralisation, la régulation et la privatisation.

- La **libéralisation** donne aux clients le choix du fournisseur électrique. Aussi, il requiert l'existence de différents producteurs en concurrence (d'où l'établissement de la liberté de construire de la capacité) et d'un ensemble de clients qui peuvent se fournir directement chez ces producteurs. Si le marché fonctionne bien et les règles de la concurrence sont bien établies, la libéralisation permet aux clients de bénéficier de prix et de services plus compétitifs.

- La **régulation** a comme objectifs : contrôler les activités en régime de monopole et veiller au bon fonctionnement des mécanismes du marché. Ce volet a une grande importance du moment où il permet, à travers l'établissement de règles définies d'influencer directement sur les différents acteurs. A titre d'exemple, la détermination des tarifs ou la mise en place de révisions de ces mêmes tarifs pour prendre en compte des améliorations d'efficacité.

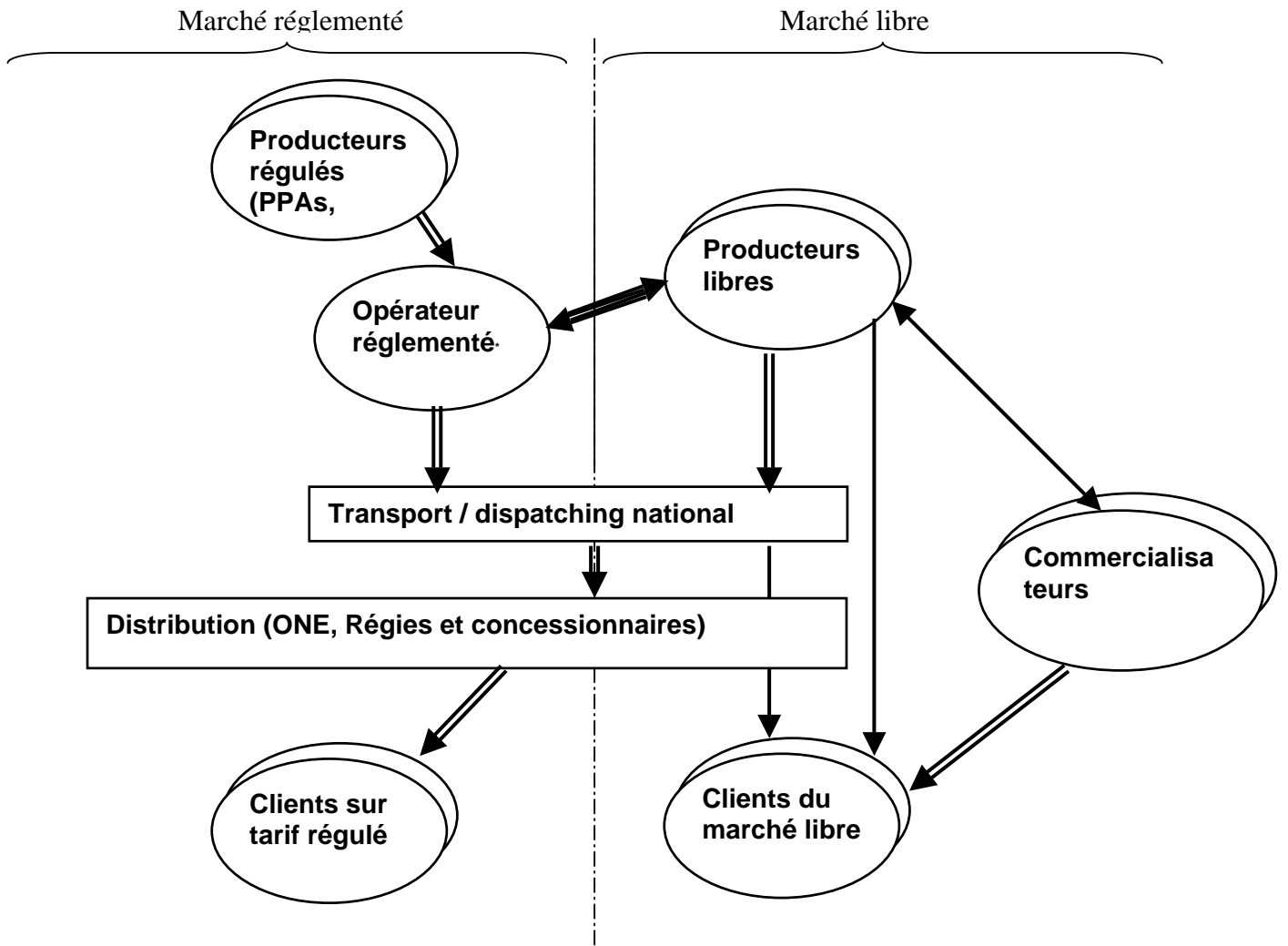
- La **privatisation**, amenant généralement une plus forte culture de la performance lors du changement de propriété, peut aussi jouer un rôle important en terme de gains d'efficacité qui doivent ensuite se traduire par une réduction des prix à travers la régulation ou la libéralisation.

Différentes combinaisons de ces moyens ont été utilisées dans plusieurs cas de référence internationaux amenant à des améliorations d'efficacité et à des réductions de prix importantes.

Dans le cas du Maroc, les principaux leviers prévus pour la réforme sectorielle sont la libéralisation et la régulation. Ainsi, la réforme proposée envisage un marché libéralisé d'électricité qui, de façon à augmenter sa liquidité, s'inscrit dans une logique régionale d'intégration avec les marchés voisins déjà libéralisés (Espagne dans un premier lieu et éventuellement Algérie à mesure que celui-ci se développe).

D'un autre côté, un renforcement de la régulation est prévu pour ordonner la concurrence et inciter des améliorations d'efficacité dans les activités sans concurrence (transport et distribution) de façon à ce qu'elles se traduisent en réduction des prix. Finalement, la privatisation ne constitue pas un préalable et n'a pas été considérée dans un premier temps, en raison des incertitudes existantes (calendrier de libéralisation, organisation de la distribution) et qui peuvent avoir un impact considérable sur la valeur de l'ONE.

La structure de l'organisation proposée par l'ONE et approuvée par le gouvernement pour la libéralisation du marché d'électricité au Maroc est la suivante :



\*Filiale de l'ONE ou faisant partie du holding ONE

## **VI.2. Description générale de la libéralisation proposée**

La proposition prévoit une séparation entre deux marchés : un marché réglementé (MR) et un marché libre (ML). Le premier permet de respecter les compromis acquis en matière de contrats de garantie d'achat en assurant l'approvisionnement en électricité des clients aux tarifs régulés, ainsi que la marge de réserve nécessaire à tout le système. Le second correspond à un marché libéralisé et qui aurait comme but le libre établissement de moyens de production pour approvisionner des clients en régime de concurrence, aux prix établis par le marché. Les réseaux de transport et de distribution peuvent être utilisés par tous les utilisateurs, indistinctement du marché sur lequel ils opèrent ou s'approvisionnent, moyennant le paiement pour l'utilisation de ces réseaux.

### **VI.2.1 Eligibilité des clients**

Les clients électriques sont répartis entre clients éligibles et clients non éligibles en fonction de leur consommation et d'après un calendrier établi, l'éligibilité permettant au client de choisir entre le marché réglementé et le marché libre. Le passage d'un marché à l'autre doit se faire en respectant une série de conditions qui doivent comprendre un délai de notification raisonnable (de l'ordre de 6 à 12 mois) pour permettre les opérations de planification nécessaires.

Sur le marché libre, le client a la possibilité de s'approvisionner en énergie auprès des différentes sources disponibles alors que les clients du marché réglementé peuvent utiliser comme seule source d'approvisionnement leur distributeur (ONE, Régie ou concessionnaire) qui devra leur fournir l'énergie selon les tarifs établis. Tous les clients non éligibles font partie du marché réglementé et n'ont donc pas de choix pour l'approvisionnement d'énergie.

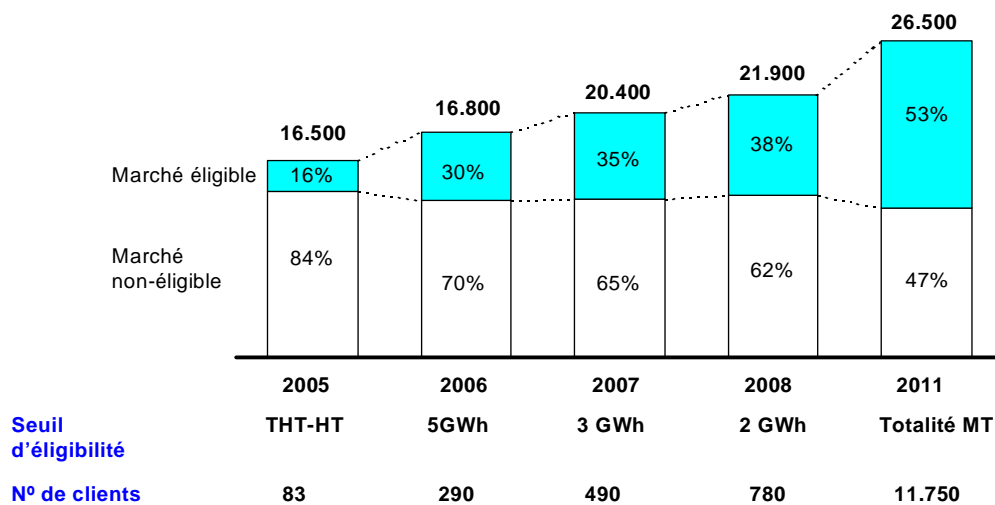
Comme il a été indiqué, le seuil d'éligibilité varie avec le temps, permettant à un nombre plus important de clients d'accéder au marché libre. Ainsi, et de manière illustrative, pendant la première année (2005), seuls les clients reliés par lignes à très haute tension (THT) ou à haute tension (HT) seraient éligibles et auraient donc le droit d'accéder au marché libre.

Au cours des années suivantes (2006-2009), un nombre croissant de clients alimentés en moyenne tension (MT) serait libre de choisir son fournisseur.

## L'ÉGIBILITÉ PRÉVUE DES CLIENTS AUGMENTE PROGRESSIVEMENT DANS LE TEMPS TOUT EN MAINTENANT UN MARCHÉ NON-ÉLIGIBLE STABLE

DATES  
INDICATIVES

GWh



- La croissance du segment BT assure un marché non éligible «stable» au Maroc nécessitant de tarifs réglementés
- Dans ce sens ce marché réglementé répond à un besoin de fonctionnement tout en permettant en plus de respecter les compromis acquis (PPAs)

Il est à noter que dans le schéma prévu, le marché libre au Maroc devrait être influencé par la situation des prix de l'électricité du marché espagnol. Ainsi, le volume de l'interconnexion (4.200 H en 2005 et 6.000 H en 2006) serait plus que suffisant pour couvrir les besoins de l'ensemble des clients éligibles.

### V.2.2. Marché réglementé

La production du **marché réglementé** regroupe les producteurs sous contrats avec garantie d'achat (PPAs), les centrales de pointe et de secours (turbines à gaz) ainsi que les centrales peu adaptées aux conditions du marché libre (centrales hydrauliques).

Sur ce marché, l'achat et la vente d'énergie sont des activités monopolistiques développées par une nouvelle entité qu'on appellera « Opérateur Réglementé » (OR). Cette entité reprendrait les obligations d'achat des contrats PPA existants. Le coût d'achat de l'électricité auprès d'autres centrales du Marché Réglementé correspondrait aux coûts totaux de production de ces mêmes centrales.

La capacité du MR ne devrait pas augmenter dans le temps du moment où les nouvelles installations de production nécessaires pour le système sont en principe dédiées au ML, à la seule exception de la capacité de production requise pour la marge de réserve (p. ex. : nouvelles turbines à gaz) assurée par le MR.

Il est important de noter que le maintien d'un marché réglementé ne suppose pas une limitation quant aux objectifs établis pour la réforme. En effet, tout comme dans les cas internationaux de référence, les clients domestiques ne font pas objet d'une libéralisation dans un premier moment et donc il est nécessaire de maintenir un marché réglementé pour pouvoir leur fournir de l'énergie sur tarif. Dans ce sens, le maintien d'un marché réglementé n'agit pas comme contrainte pour la réalisation des objectifs établis et permet en plus de respecter les engagements pris en matière de contrats d'achat d'énergie (PPAs).

### **VI.2.3. Marché libre**

La production du **marché libre** se compose de la production de certaines centrales existantes capables d'opérer sur un marché en régime de concurrence, ainsi que de la capacité d'importation (interconnexions internationales) qui lui est dédiée en priorité. Du moment où les nouvelles additions de capacité dans le système marocain sont en principe dédiées au ML, celui-ci devrait se développer dans le temps. Ainsi, les clients accédant au marché libre auraient accès à plusieurs sources d'approvisionnement: la production du marché libre établie au Maroc et les importations en provenance d'Espagne (ou éventuellement d'Algérie, selon les modalités de leur libéralisation).

Sur le marché libre, la production nationale ou les importations sont vendues aux clients directement ou via des intermédiaires (commercialisateurs ). Ces transactions peuvent s'articuler au travers de contrats bilatéraux (contrats de gré à gré établis pour une période déterminée, généralement entre 6 mois et deux ans) ou à travers une bourse « spot » sur laquelle ces entités pourraient acheter et/ou vendre de l'énergie de manière journalière ou même horaire. De plus, les acteurs du marché libre (producteurs, commercialisateurs, clients éligibles) pourraient aussi se constituer en opérateurs sur la bourse électrique espagnole à condition de posséder les licences requises.

### **VI.2.4. Transport et distribution**

Les activités de transport et distribution, dans le sens de la gestion et de l'opération de réseaux, constituent des « monopoles naturels ». Chaque réseau en soi doit préserver son intégralité dans un souci d'efficacité économique : un seul réseau de transport au niveau national, réseaux uniques de distribution dans chaque ville ou périmètre d'action, incluant le réseau actuel ainsi que ses

extensions. Tous les réseaux, indépendamment de leur gestion (ONE, Régies, concessions), doivent permettre l'accès à tous les utilisateurs, y compris les clients du marché libre. Pour cela, il est nécessaire d'établir des tarifs d'accès aux réseaux (TPA : third party access) payés par les clients du marché libre aux réseaux de transport et de distribution et qui assurent un impact économique neutre de la libéralisation pour les opérateurs de transport et de distribution (garantissant ainsi le maintien des compromis acquis).

### **VI.3. Implications pour les acteurs existants**

Pour veiller au bon fonctionnement du schéma, il est nécessaire d'établir une séparation claire entre les activités régulées et les activités en régime de concurrence, ainsi que de permettre l'accès libre et non discriminatoire pour les clients du marché libre aux réseaux de transport et de distribution sur le territoire national. Il en résulte des implications importantes sur les principaux acteurs du secteur électrique :

- Pour ce qui est de l'ONE, il est prévu que la séparation entre ses différentes activités soit assurée au travers du changement de son statut en SA et de sa filialisation (séparation comptable et juridique). Ainsi, ce processus donnerait naissance à des filiales « de marché » opérant en régime de concurrence (production marché libre, commercialisation) et des activités réglementées (production marché réglementé, opérateur réglementé, transport, distribution). De même, et afin d'assurer le libre accès aux réseaux, des tarifs d'accès aux tiers (TPAs) seront établis pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution par les clients du marché libre.
- Dans le cas des autres distributeurs (Régies et concessionnaires), ils pourront participer aux activités de commercialisation sur marché libre, que ce soit dans leur territoire ou bien au-delà de leur étendue géographique stricte (moyennant l'accès à travers les réseaux existants). Ceci devra cependant être réalisé à travers une filiale différente de celle de la distribution pour garantir la séparation entre ces deux activités. De même, et tout comme dans le cas de l'ONE, des tarifs d'accès aux tiers (TPAs) devront être établis pour l'utilisation de leurs réseaux de distribution par les clients du marché libre. L'établissement de ces tarifs peut être fait sur la base du respect des engagements pris (concessionnaires).
- Finalement, en ce qui respecte les producteurs indépendants existants (JLEC), le maintien des conditions contractuelles existantes avec l'opérateur réglementé signifie qu'ils ne sont nullement affectés par cette réforme.

## **VII. Mécanismes prévus pour assurer le bon fonctionnement de la libéralisation**

Quatre mécanismes ont été prévus pour assurer le succès de la libéralisation :

### **VII.1. Fixation de tarifs sur le marché réglementé pour les clients éligibles**

Du moment où l'accès au marché libre est volontaire, il est nécessaire de fixer un tarif réglementé pour ceux qui optent pour le marché réglementé. Ceci a été le cas dans l'ensemble des expériences internationales où, malgré des différences de prix de l'ordre de 5 à 20% entre le tarif régulé et le marché libre, un nombre important de clients éligibles ont opté pour rester sur le tarif régulé. Ce phénomène s'explique par le fait que certains clients privilégient la stabilité, plutôt que de chercher le tarif le plus bas possible. Ce tarif réglementé agirait ainsi comme un « plafond » sur les prix du marché libre donnant aux producteurs libres et commercialisateurs moins de latitude pour fixer des tarifs prohibitifs dans l'hypothèse où le ML ne serait pas suffisamment concurrentiel.

### **VII.2. Échanges commerciaux autorisés entre les deux marchés**

Les échanges commerciaux doivent être autorisés entre les deux systèmes (marché libre et marché réglementé) afin d'éviter des surcoûts dans l'ensemble. Ainsi, il semblerait logique que le marché libre puisse bénéficier dans une hypothétique situation de surproduction sur le MR quand les réserves hydro-électriques sont importantes, ou que le marché réglementé puisse lui aussi bénéficier d'un éventuel excédant d'énergie sur le marché libre. Ces échanges sont d'autant plus importants que le passage des clients d'un marché à l'autre soit volontaire et qu'il est donc impossible d'équilibrer à la perfection les deux marchés.

Sous ce mécanisme, l'« Opérateur Réglementé » doit avoir la possibilité d'agir sur le marché libre en vendant ou achetant de l'énergie, si bien, afin d'éviter que ces échanges freinent le développement du marché libre, ses actions doivent être encadrées.

Les *ventes* opérées par l'OR sur le marché libre peuvent présenter un risque pour les producteurs libres et les commercialisateurs. En effet, l'OR ayant déjà couvert ses coûts fixes grâce au tarif régulé, il est en mesure de faire du « dumping » et de vendre de l'électricité à bas prix sur le marché libre. Pour éviter cela, ses ventes devraient répondre aux principes suivants :

-Les ventes d'énergie à long terme (contrats bilatéraux) doivent avoir un prix minimum correspondant aux coûts de production totaux moyens du MR (incluant le coût de capital). La réglementation garantit ainsi l'absence de « dumping » de l'excédent énergétique et autorise uniquement les ventes qui couvrent la totalité des coûts. Sachant que les coûts moyens de production sur le MR, du moins au départ, devraient être nettement supérieurs au prix en vigueur sur le ML (partant du principe que ce dernier sera largement aligné sur les prix pratiqués en Espagne), le volume de ces ventes sera très probablement limité.

-Les ventes d'énergie à court terme (bourse « spot ») doivent avoir un prix minimum correspondant aux coûts marginaux de fourniture de cet excédent énergétique. Le système d'optimisation est ainsi sécurisé et la structure des deux marchés permet l'élimination ou la réduction des surcoûts.

Les *achats* de l'OR sur le marché libre contribuent au développement du ML car ils accroissent la demande et réduisent ainsi les risques encourus par les producteurs et commercialisateurs libres. Du point de vue du ML, il n'est donc pas nécessaire de réguler le prix de ces achats. Il pourrait cependant être nécessaire de déterminer une durée maximum pour des éventuels contrats d'achat d'énergie de l'OR au ML de façon à ne pas revenir au système des PPAs (p. ex. durée de 3 à 5 ans).

Afin de garantir la transparence et la sécurité aux acteurs du marché libre, l'OR doit être soumis à un contrôle a posteriori, assorti de sanctions en cas de comportement non-compétitif. L'entité responsable de la régulation doit pouvoir contrôler les transactions de l'OR afin de s'assurer qu'elles sont conformes aux règles établies.

### **VII.3. Mécanismes pour garantir que les clients du ML paient leur puissance nécessaire**

Un des aspects critiques dans les processus de libéralisation des marchés de l'électricité est le possible manque d'incitation à construire de la nouvelle capacité, ce qui se traduit par des marges de réserve insuffisantes et des prix volatiles et généralement élevés. Cette situation est en partie le résultat des faiblesses de la réglementation (ex. : procédures de licence fastidieuses ou restrictions environnementales imposées aux nouvelles capacités), mais elle découle aussi du fait que les investissements en production sont des engagements à très long terme — avec un amortissement de l'investissement

initial sur 15-25 ans — alors que le prix de l'électricité, fixé par le jeu de l'offre et de la demande, est extrêmement volatile (de même que les revenus, par voie de conséquence). La libéralisation du marché californien de l'électricité en 1999-2000 est l'exemple le plus connu pour illustrer ce type de problème ; des situations similaires, quoique moins critiques, ont également pu être observées, par exemple en Scandinavie et en Espagne. Un consensus international se développe autour de l'idée selon laquelle, pour garantir une marge de réserve suffisante et éviter une volatilité des prix excessive, il est nécessaire d'avoir des incitations spécifiques en production, qui assurent que les clients du marché libre paient tous les coûts de l'électricité (i.e. y compris les coûts fixes).

Ainsi, dans le cadre du futur marché ibérique résultant de l'intégration des marchés espagnols et portugais, il est prévu qu'un mécanisme spécifique de paiement de la puissance soit mis en place, si bien celui-ci n'a pas été encore défini. Dans un souci de cohérence avec ce marché, le marché libre marocain devra mettre en place un mécanisme identique.

De manière générale, ce mécanisme peut prendre deux formes différentes

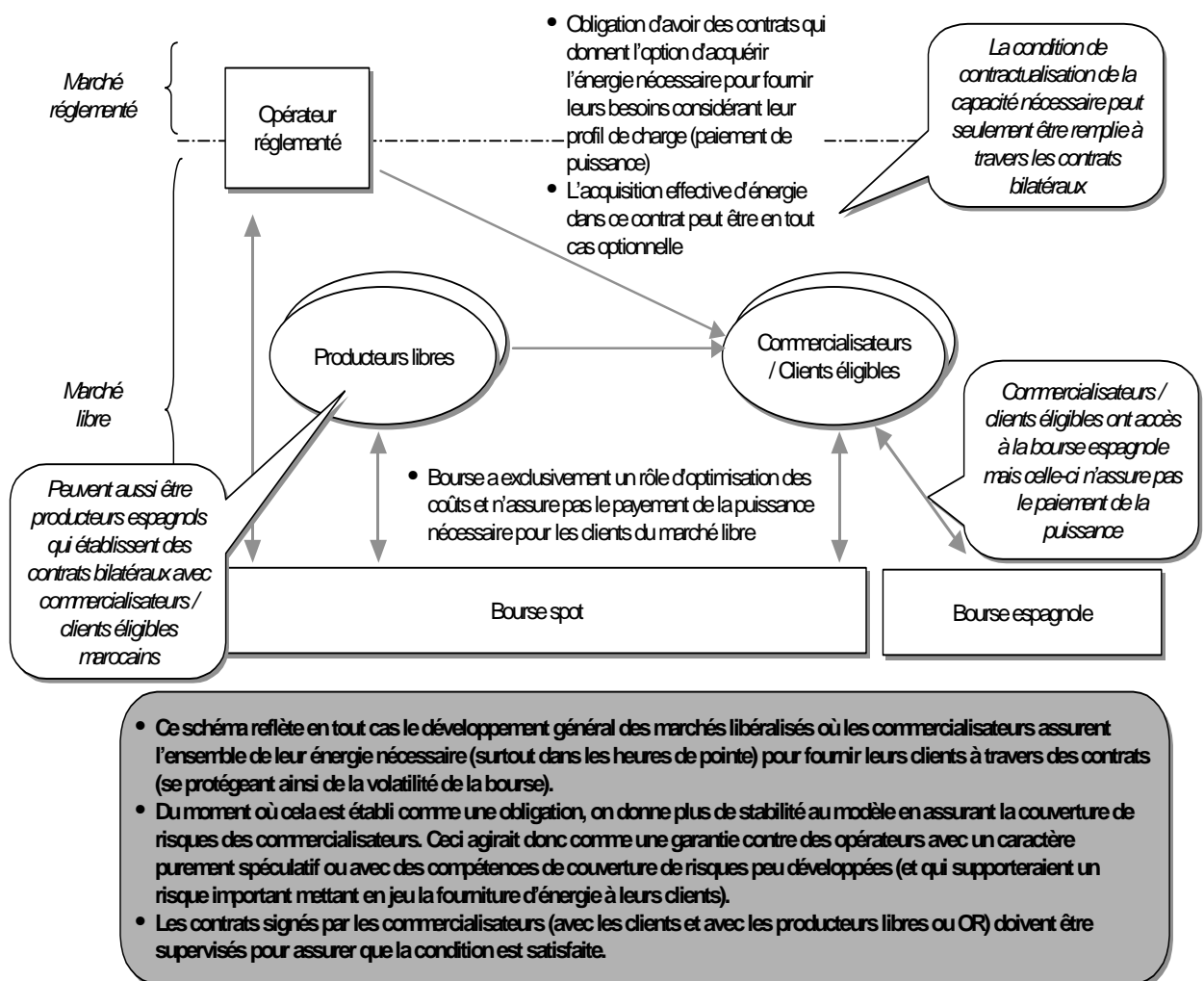
:

**-Tarif régulé en concept de garantie de puissance** : Sous cette option, actuellement en vigueur en Espagne, un tarif régulé est appliqué aux clients du marché libre qui s'approvisionnent sur la bourse afin d'inciter à la construction de nouvelle capacité. La portée réelle de l'incitation à la construction d'une nouvelle capacité dépend en fait du niveau établi pour le tarif. Il peut en résulter (comme cela semble être actuellement le cas en Espagne) une stimulation insuffisante pour créer de la capacité supplémentaire, ou alors (comme ce fut le cas au Royaume-Uni, et la raison de la suppression de ce paiement en 2001) une dynamisation excessive qui provoque des surcapacités.

**-Obligation de contractualisation comme mécanisme pour assurer le paiement de la puissance** : Dans le cadre de cette option, les achats d'énergie (qu'ils soient réalisés par les commercialisateurs ou directement par les clients du marché libre) doivent être couverts obligatoirement par un contrat bilatéral. Ces contrats doivent permettre aux clients du marché libre de disposer à tout moment de l'option pour appeler une quantité d'énergie suffisante pour remplir tous leurs besoins (c'est à dire qu'ils couvrent leur demande de puissance). Sous ce modèle, le marché « spot » n'assurerait qu'un rôle d'optimisation à court terme et ne pourrait pas constituer une source stable et permanente d'approvisionnement; les clients achèteraient de l'électricité sur la bourse lorsque les prix sont inférieurs au terme variable du contrat bilatéral. Cette réglementation garantit la couverture des coûts fixes du système par les acteurs du marché libre à travers les propres contrats bilatéraux. Cette option procure un avantage supplémentaire, dans la mesure où elle empêche les

commercialisateurs d'adopter une stratégie purement spéculative, basée sur des approvisionnements sur le marché « spot » et l'établissement de contrats de vente à long terme avec les clients. Ce type de comportement a été une des principales causes de faillite des commercialisateurs sur les marchés dérégulés, et a posé d'importants problèmes aux clients et aux différents acteurs du marché.

## LES CONTRATS BILATERAUX ASSURENT LE PAIEMENT DE PUISSANCE ET DOIVENT ETRE OBLIGATOIRES POUR LE MARCHÉ LIBRE



16

### VII.4. Fonctions de gestion du système regroupées en une entreprise dont le capital est ouvert à tous les opérateurs

Les activités de transport et dispatching, tout comme la gestion de contrats PPA (i.e. opérateur réglementé), la bourse et la production du marché réglementé constituent l'ensemble de ce qu'on appellera les fonctions de gestion

du système, et qui dans la nomenclature internationale répondent au sigle ISO (*Independent System Operator*). Dans ce sens, il s'agit de fonctions nécessaires pour le bon fonctionnement de l'ensemble mais qui ne répondent pas à une logique de marché. La structuration de ces fonctions doit se faire en veillant à l'impartialité, à la fluidité des relations et à l'efficacité globale. Dans l'expérience internationale, les principes régissant ces activités ont amené une certaine séparation de ces fonctions des opérateurs historiques afin d'assurer l'impartialité vis à vis les différents acteurs.

Le cas du Maroc se caractérise par l'importance en volume des contrats PPAs (notamment le cas de JLEC) qui disposent de plus de garanties spécifiques et par le faible volume d'échanges prévu sur la bourse, du moins dans une période initiale. Ainsi, il semblerait préférable d'isoler les activités d'opérateur réglementé du reste des activités de gestion du système, et de mettre en place des mécanismes pour assurer l'impartialité de ces dernières. Dans ce sens, la proposition est de regrouper les fonctions de transport, dispatching et bourse dans une même filiale, et que cette filiale, même si elle peut initialement appartenir à 100% à l'ONE, soit ouverte à la participation d'autres opérateurs. Cette filiale deviendrait ainsi l'Opérateur Système (OS). Les fonctions d'opérateur réglementé devront elles être assurées par une filiale spécifique ou par la holding ONE résultant de la filialisation.

De cette façon, on améliore la transparence des décisions communes pour tous les participants du marché et on donne aux acteurs actuels et futurs l'assurance supplémentaire qu'ils bénéficient d'une égalité de traitement. Cette évolution s'inscrit également dans le schéma des structures adoptées en Europe.

## VII.5. Renforcement du côté Régulation

En plus du levier libéralisation, le levier régulation est fondamental pour atteindre les objectifs de la réforme. Dans ce sens, les différentes fonctions de régulation ont des implications directes relatives aux objectifs proposés :

- Le renforcement de la régulation des *tarifs* est nécessaire pour permettre d'atteindre l'équilibre économique du système, contrôler la rémunération des activités en « monopole naturel » et mettre en place des mécanismes pour inciter les améliorations de performance et la réduction des prix qui doit en résulter (ces mécanismes pouvant prendre la forme de coûts reconnus qui sont révisés dans le temps à la baisse avec des formules du style « inflation – x »).
- De même, au travers de la régulation il est possible de définir les *niveaux de service* pour l'ensemble du secteur, que se soit à travers la fourniture directe d'électricité (MR) ou que ce soit dans le cadre de l'accès de tiers aux réseaux (ML).

- Comme il a été indiqué auparavant, la *supervision du marché* (p. ex. des activités de l'Opérateur réglementé) est critique un fonctionnement concurrentiel, sans distorsion du marché libre.

- Finalement, la *planification* des infrastructures de transport et de la production (avec l'octroi des licences) doit aussi être adaptée au nouveau schéma.

Dans le cadre de la libéralisation, la structure actuelle de la régulation doit changer considérablement afin de simplifier l'ensemble et d'assurer l'indépendance par rapport aux acteurs . À titre de comparaison, les expériences internationales ont opté pour trois modèles: (1) Un régulateur séparé et indépendant avec pouvoir de décision (p. exemple au Portugal), (2) Un régulateur séparé agissant comme conseiller aux pouvoirs en place (p. exemple en Espagne) et (3) Une dissémination des fonctions de régulation entre plusieurs organes (p. exemple en Allemagne). Dans le cas du Maroc, on doit considérer les organes existants, notamment en ce qui concerne les attributions de prises de décisions. En conséquence, deux modèles de régulation sont envisageables compte tenu de cette caractéristique :

- Restructuration du schéma de régulation autour des organes existants, dans laquelle la Direction des prix et le Conseil de la Concurrence recevraient des attributions supplémentaires, notamment en matière de politique des prix et de contrôle du marché.

- Création d'un régulateur spécifique du secteur électrique, responsable des propositions concernant les tarifs et du contrôle du marché.

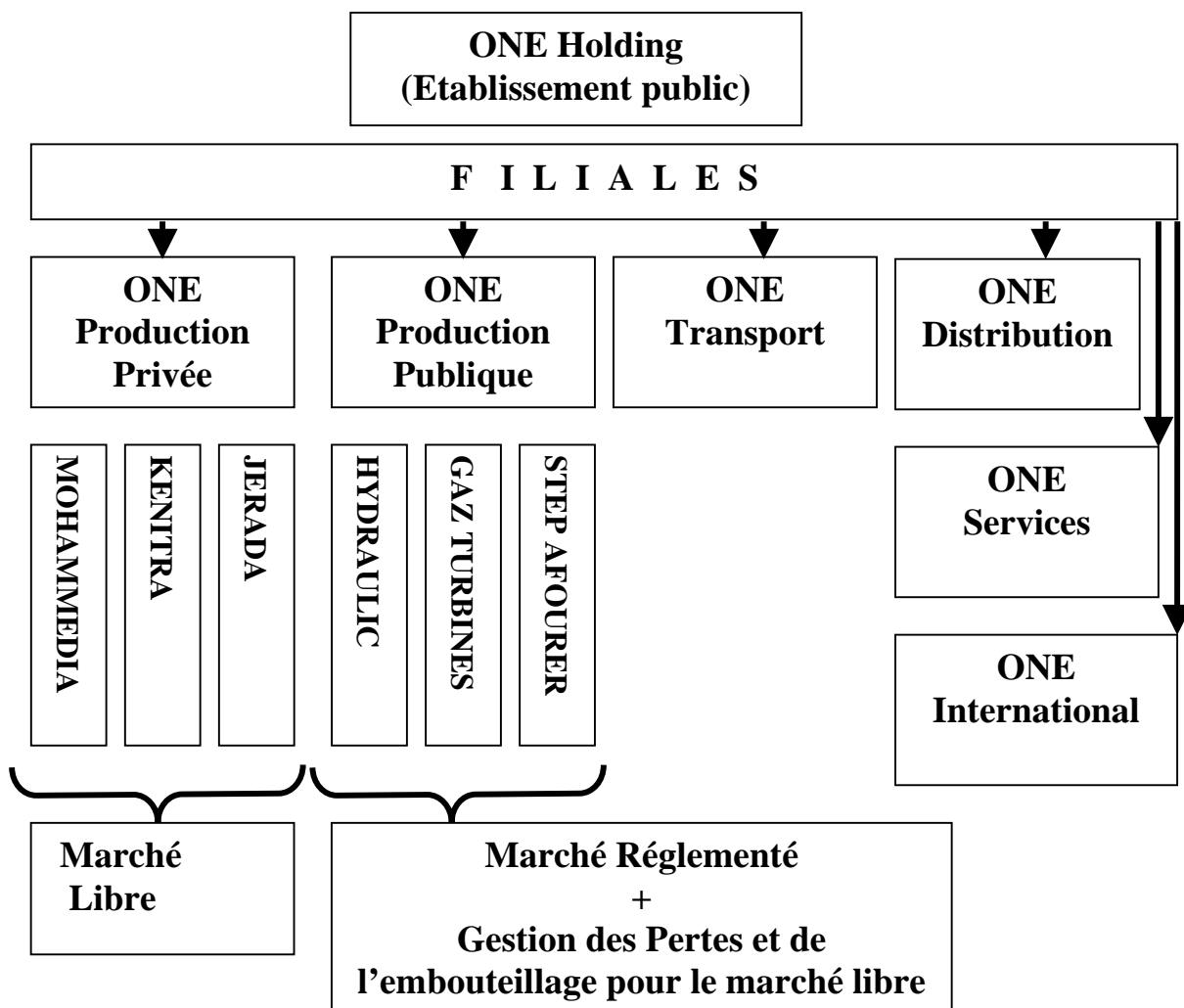
Sous ces schémas les attributions des différents organes varieraient avec, notamment, une plus grande participation de l'Opérateur Système dans le cadre de la restructuration du schéma actuel vers la centralisation de la plupart des propositions dans le régulateur si celui-ci est finalement établi.

L'établissement d'un régulateur permettrait de simplifier la structure actuelle, mais elle peut être plus difficile à mettre en place.

## **VIII. La structure future et les conséquences sur le développement du secteur**

L'organisation future du secteur résultante comprend ainsi quatre éléments fondamentaux : (1) une structure de régulation renforcée, (2) une ONE filialisée, (3) des éventuels nouveaux producteurs et commercialisateurs marocains et (4) les investisseurs privés et distributeurs déjà existants dans le système .

**STRUCTURE DE FILIALISATION PROJETEE  
DE L'ONE**



La réorganisation sectorielle ainsi proposée permet d'atteindre une amélioration de la situation actuelle pour la plupart des objectifs fixés :

- La réforme entraînera prévisiblement une baisse des prix pour les clients du marché libre. Dans ce sens, le prix anticipé pour les clients éligibles, en partant du prix export de l'Espagne à la frontière et en considérant les différentes composantes à payer se situerait entre 15 et 20% en dessous des tarifs régulés HT et MT actuels . Les clients éligibles ont le choix entre plusieurs nouvelles options d'approvisionnement, dont les achats auprès des producteurs et des commercialisateurs marocains ou les importations. Dans l'hypothèse peu probable où le prix du marché libre excède les tarifs, le client peut opter pour le maintien au tarif régulé et pour le statu quo par rapport à la situation actuelle.

- De plus, la réforme devrait inciter des réductions de coûts dans le système qui pourraient être répercutés sur les consommateurs : le fonctionnement de la concurrence sur le marché de production (notamment en ce qui concerne les importations) et les aspects réglementaires concernant les activités de distribution et de transport (tarifs régulés avec mécanismes pour forcer les améliorations d'efficacité) devraient assurer cet objectif.

- L'équilibre économique du secteur quant à lui pourrait être assuré sur le moyen terme (2008-9 pour ce qui est des comptes de l'ONE). Cependant, il y a lieu de noter que celui-ci est atteint plus en raison des améliorations d'efficacité de l'ONE que de la propre réforme.

- L'attraction d'investissements par contre est un objectif qui, de façon globale, est rendu plus difficile sous le nouveau schéma. Sur le marché libre les investissements présentent des risques plus élevés que les PPA actuels (remarque : cette comparaison doit toutefois tenir compte qu'il est impossible d'envisager le maintien du système en vigueur en raison des risques qui y sont associés et des coûts excessifs pour l'ONE et les clients marocains). Il subsiste donc un risque important que les investisseurs en production favorisent plutôt l'Espagne que le Maroc, puisque le prix de l'électricité sur le marché libre (et donc les revenus des producteurs libres) sera largement déterminé par le marché espagnol, et que les coûts de nouvelle capacité sont supérieurs au Maroc en raison des risques accrus et donc d'un coût du capital plus élevé (coût du capital : 6,4% en Espagne et 8,3% au Maroc). Pour éviter cela, le Maroc devrait envisager des mesures d'accompagnement pour développer la capacité de production, telles que des incitations fiscales. Ces dernières pourraient prendre la forme d'une généralisation de l'accès aux avantages fiscaux existants pour les investisseurs étrangers et/ou par une modification du régime fiscal afin de

remplacer la TIC (qui affecte le coût de production) par un impôt sur la consommation d'électricité payée par les consommateurs.

En synthèse, la proposition développée pour le secteur électrique marocain prend en compte les problèmes observés dans les processus de libéralisation internationaux analysés et met en place des mécanismes spécifiques pour y faire face.

doc: 11 feb 1A and 1B - updated

## LE MODÈLE RÉSULTANT RÉPOND MIEUX QUE LA SITUATION ACTUELLE AUX OBJECTIFS ÉTABLIS

Comparatif par rapport à la situation d'aujourd'hui

- + Amélioration par rapport à aujourd'hui
- = Même situation qu'aujourd'hui
- Désavantage par rapport à aujourd'hui

Objectif	Comparatif	Explication
A <b>Prix pour les clients industriels</b>	+	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clients éligibles augmentent leur choix</li> <li>• Prix anticipé sur le marché libre pourrait présenter un différentiel de 15-20 % avec les tarifs régulés</li> </ul>
B <b>Incitation et répercussion des réductions de coûts sur le système</b>	+	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réductions incitées et répercutées à travers la concurrence sur le marché libre de production et à travers la régulation en transport et distribution</li> </ul>
C <b>Équilibre économique du secteur</b>	=	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Équilibre atteint en 2008-9 mais plus en raison des améliorations opérationnelles de l'ONE que de la propre réforme</li> <li>• Le déséquilibre risque d'augmenter si le périmètre actuel de l'ONE (surtout distribution) est réduit</li> </ul>
D <b>Attraction des investissements privés</b>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le passage des PPA à un modèle de libéralisation comporte plus de risques pour les investisseurs</li> </ul>

## IX. Préalables nécessaires avant la libéralisation

doc 11 feb 1A and 1B - updated

### Pré requis avant libéralisation

Objectif	Explication
A	<b>Mise à niveau du Dispatching National</b>
B	<b>Mise à niveau du réseau de Transport</b>
C	<b>Mise à niveau du réseau de Distribution</b>
D	<b>Communication et sensibilisation des Clients éligibles</b>

- Modernisation du Dispatching National en cours (Extension, Système d'information)

- Extension et bouclage du réseau 400 KV
- Construction de la capacité de transformation
- Introduction de la technologie Numérique dans le système de contrôle commande.

- Généralisation de la technologie numérique des systèmes de protection
- Extension de la capacité des postes sources HT/MT
- Téléconduite
- Télérelève
- Modernisation du système de comptage.

- Disponibilité des informations de prévision de la demande ;
- sensibilisation sur l'importance de la gestion anticipative.

## **IX.1 Mise à niveau du dispatching national**

L'ONE envisage de renouveler son dispatching national à travers l'acquisition d'un outil de conduite moderne, fiable et performant qui lui permettra de gérer de façon optimale l'adaptation de l'offre à la demande.

Le Nouveau dispatching national devrait être opérationnel au début de l'année 2006. Au Stade actuel, le projet est à l'étape de jugement des offres. Le coût du projet a été estimé à 190 millions de dirhams. Il est financé par la Banque Européenne d'investissement.

Le projet de renouvellement du dispatching national permettra de généraliser la télécommande des postes THT et THT/HT, d'assurer la téléconduite de 85 ouvrages au lieu de 54 actuellement, de traiter 13000 téléinformations environ contre 6000 actuellement et de régionaliser la conduite du réseau HT national. Ainsi, le réseau 400 kV, 225 kV et les interconnexions avec l'Espagne et l'Algérie seront gérées par le dispatching national. Quant au réseau 60 kV, il sera conduit à l'échelle régionale.

Le projet prévoit la réalisation de 2 centres de conduite du réseau électrique national : dispatching national et dispatching régionale. Ces deux centres auront les fonctionnalités identiques avec possibilité de secours mutuel.

Un système de simulation pour la formation du personnel de conduite et pour le secours de l'un des deux systèmes de dispatching ou divisions régionales est prévu d'être acquis et mis en œuvre.

Est également projeté d'installer 85 postes asservis (PA) dans les ouvrages ONE du réseau national.

Le projet prévoit aussi des travaux pour l'adaptation de certains postes THT/HT et HT/MT à la téléconduite à partir du dispatching national non équipés de techniques numériques.

L'actuel DN est saturé. L'importance et les performances exigées du réseau électrique national projeté, nécessite un outil de conduite adéquat, que le système de conduite actuel ne pourra pas remplir.

En effet, l'actuel dispatching national, mis en service en 1986 est arrivé à saturation. Le nouveau dispatching pourra lever ces contraintes.

Les outils logiciels et applications informatiques modernes de conduite des réseaux électriques ne peuvent être intégrés à ce système. De plus, c'est un

ystème qui date des années 80 et qui pose des difficultés au niveau de la maintenance.

## **IX.2 Mise à niveau du réseau du Transport**

La direction Transport est en train de réaliser un vaste programme de mise à niveau, de renforcement du réseau de transport et de mise en place d'autoroutes d'électricité connectées aux pays voisins et desservant les principales régions économiques du pays.

Pour répondre aux besoins futurs du pays en énergie électrique en perspective demande et l'ouverture à la concurrence du secteur, renforcer la sécurité et la fiabilité du réseau et améliorer la qualité de service offerte à la clientèle THT et HT ; la Direction du Transport (DTR) a lancé un programme de réalisation d'infrastructures de transport qui s'achèvera vers l'année 2006.

Le développement du réseau permettra également de faire face aux aléas techniques, telle qu'une perte accidentelle d'ouvrages de production ou de transport.

L'énergie électrique n'étant pas stockable, cela nécessite une adaptation permanente de l'offre à la demande, à travers le développement de nouvelles unités de production et du réseau de transport permettant d'évacuer l'énergie électrique de ces unités et son acheminement jusqu'aux centres de consommation.

Le programme de renforcement du réseau prévoit outre l'extension des lignes 400 kV, 225 kV et 60 kV, la mise en place d'une autoroute 400 kV s'étendant des postes frontaliers avec l'Espagne et l'Algérie et desservant le Nord, le centre, l'oriental, ainsi que Casablanca et sa région.

D'autres projets importants sont à l'étude. Ils concernent le raccordement au réseau de la ville de Dakhla (après le raccordement de Laâyoune, Smara et Boujdour), ainsi que celui du site touristique « Plage blanche » situé à l'Ouest de Guelmim, dans la région d'Agadir, le développement du réseau 60 kV de la région de Loukkous et le développement des réseaux HT desservant la région de l'oriental.

Par ailleurs, la DTR a introduit, à l'instar des pays situés sur la rive Nord de la Méditerranée, de nouvelles techniques de conduite et de maintenance du réseau de transport, notamment les techniques numériques dans les postes, les travaux sous tension, la surveillance thermovision, Et ce dans le but d'améliorer la performance et la disponibilité du réseau national.

### Extension du réseau de fibre optique :

Parallèlement au développement du réseau de transport un réseau de fibre optique de près de 4000 km est en cours de réalisation aussi bien sur les lignes existantes que nouvelles pour mettre en place un réseau de transmission à l'échelle de tout le Royaume à l'horizon 2006.

Ce réseau permettra d'assurer efficacement le transport des informations relevant de divers domaines d'application et particulièrement pour le Système Dispatching National, les centres de téléconduite régionaux et le système d'information de gestion.

### Renforcement des interconnexions :

Le projet de renforcement des interconnexions électriques avec les pays voisins ouvrira la voie à une coopération nord-sud en matière d'échanges commerciaux d'énergie électrique.

Le projet de renforcement des interconnexions électriques avec les pays voisins a pour objet de doubler la capacité de transit de l'interconnexion électrique entre le Maroc et l'Espagne de 700 MW à 1400 MW et d'augmenter celle de l'Algérie de 400 MW à plus de 2 400 MW.

L'interconnexion Maroc-Algérie sera renforcée par la construction d'une 3<sup>ème</sup> ligne en 400 kV reliant le poste de Bourdim au Maroc à Hassi Ameur en Algérie.

Quant à l'interconnexion Maroc-Espagne qui relie le réseau électrique Nord du Maroc (ONE) avec le réseau électrique Sud d'Espagne (REE) à travers le détroit de Gibraltar, elle sera renforcée par la pose d'un 2<sup>ème</sup> câble sous-marin, reliant le poste de Melloussa au Maroc à Pinar Del Rey en Espagne.

La mise en service des ouvrages de ce projet s'étalera entre la fin de l'année 2004 et la fin de l'année 2005.

Ce projet permettra d'alimenter à moindre coût le marché marocain de l'électricité et de renforcer la sécurité et la fiabilité du réseau marocain de transport d'électricité. En effet, sur le plan technique, l'interconnexion permet à l'ONE d'améliorer la qualité et la continuité de service et d'assurer un soutien immédiat au réseau en cas d'incident sur les moyens de production.

Sur le plan économique, l'interconnexion Maroc-Espagne permet de mettre à profit les opportunités d'échange d'énergie entre les deux marchés électriques, à des prix intéressants et compétitifs par rapport au coût de production interne.

Ainsi, l'adhésion de l'ONE au marché électrique espagnol en février 1999 en tant qu'agent externe, lui a donné la possibilité d'effectuer des échanges d'énergie import et export à hauteur de 400 MW sur le marché espagnol. Depuis la mise en service de l'interconnexion en 1998, les importations d'électricité se sont élevées à 4645 millions de kWh, soit 8,3 % de l'énergie nette totale appelée.

Signalons que l'exploitation actuelle de l'interconnexion Maroc-Espagne se heurte à des limites d'ordre technique. La puissance de transit de cette interconnexion qui est de 700 MW en régime permanent est limitée à 400 MW pour d'une part respecter les contraintes techniques du réseau dans le sud de l'Espagne et d'autre part absorber la perte du groupe le plus puissant de Maroc. Cette contrainte sera levée avec les projets de doublement et de renforcement en cours au Maroc et en Espagne.

D'autre part, le renforcement de l'interconnexion Maroc-Espagne, permettra au Maroc de devenir un carrefour énergétique entre les deux rives de la Méditerranée et d'offrir l'infrastructure de base nécessaire à l'émergence des marchés régionaux de l'électricité. Par la même occasion, l'interconnexion Maro-Espagne jouera un rôle stratégique dans les échanges d'énergie électrique entre le Maghreb et l'Eroupe et consolidera la position stratégique du Maroc dans le bassin méditerranéen.

Le coût global du projet de renforcement des interconnexions avec les pays voisins et du réseau national de transport s'élève à 3 milliards de dirhams. Il sera financé par les fonds propres de l'ONE et par des emprunts auprès de la Banque Européenne d'Investissement, la Banque Africaine de Développement et l'Agence Française de Développement.

#### **Modernisation du système de contrôle-commande :**

Pour faire face aux incidents pouvant affecter le système Production – Transport, le réseau de transport est doté d'un plan de défense permettant de limiter les répercussions de ces incidents sur la tenue et le fonctionnement du système électrique.

Ce plan de défense est basé sur les principes directeurs suivants :

- Des protections spécifiques à chaque ouvrage pour assurer la sûreté et la fiabilité d'élimination des défauts ;
- Des automates de reprise de service pour minimiser la durée de rétablissement d'alimentation électrique ;
- Des relais à minimum de fréquence pour délester la charge en cas de déficit de production ;
- Un système de télédelestage de la charge asservi au transit au niveau des interconnexions avec les pays voisins pour préserver ces interconnexions et assurer l'équilibre offre-demande ;
- Des protections particulières au niveau des interconnexions avec les pays voisins (Wattmétrique, minimum fréquence, rupture de synchronisme, ...) afin de sauvegarder la sécurité de fonctionnement du réseau ONE en cas de perturbation majeure dans les réseaux des pays voisins ;
- Des relais à minimum de tension pour délester la charge et assurer la tenue de la tension au niveau régional ;
- Des règles et procédures pour la reconstitution du réseau et le rétablissement d'alimentation des clients en cas d'incidents majeurs.

La généralisation de la technologie Numérique permettra de renforcer la protection de notre réseau THT/HT.

### **IX.3 Mise à niveau de la Distribution**

Le plan stratégique 2004-2007 de la Direction de la Distribution découlant de la vision et la stratégie de l'Office a été essentiellement élaboré à partir du diagnostic opérationnel et du benchmark avec les meilleures pratiques internationales dans le domaine de la distribution de l'énergie électrique récemment menés dans le cadre de l'étude Mc Kinsey relative au positionnement concurrentiel de l'ONE à la veille de l'ouverture du marché de l'électricité national. Les conclusions de cette étude ont fait ressortir un potentiel d'amélioration en termes de rentabilité de l'activité distribution et de qualité de service.

Ce plan tient donc compte de l'environnement de l'Office caractérisé par la libéralisation et l'ouverture des marchés de l'électricité tant au niveau régional qu'international et se base sur des stratégies de croissance, de rentabilité et de qualité de service visant à assurer pour l'ONE des gains plus importants.

Il faut souligner ici que la Direction de la Distribution (DDI) possède plusieurs atouts pour réaliser ces objectifs : un fort potentiel de croissance du marché, une capacité marquée d'adaptation au changement et un personnel qualifié disposant d'une expertise et d'un savoir-faire qui ne sont plus à

démontrer. Et notre principal actif réside dans notre personnel, sa créativité et ses valeurs.

Renforcée donc par ces atouts, la DDI, a défini ses orientations stratégiques pour la période 2004-2007 regroupés sous trois thèmes qui traduisent sa volonté à mieux servir ses clients et créer de la valeur pour l'Office : Assurer un meilleur service aux clients, Assurer une croissance rentable et généraliser l'accès à l'électricité.

L'atteinte de ces objectifs constitue un changement pour tous les agents de l'Office et de la distribution en particulier.

### Principales actions que la DDI compte déployer pour assurer un meilleur service aux clients de l'ONE :

Consciente de l'importance de la satisfaction de sa clientèle, la Direction de la Distribution envisage de consolider ses acquis en matière de services rendus à ses clients, de façon à offrir des prestations de qualité tant au niveau de l'alimentation électrique qu'au niveau du service commercial, et ce dans un contexte où les attentes de la clientèle sont stimulées par le service performant.

En matière de qualité d'alimentation électrique et pour répondre dans les meilleures conditions économiques aux attentes de la clientèle de plus en plus grandissantes la DDI a placé au cœur de sa préoccupation la fiabilité d'alimentation électrique qui fera l'objet d'efforts soutenus et de suivis rigoureux avec une stratégie d'amélioration continue.

Il faut signaler que l'amélioration de la qualité du service a toujours constitué un axe prioritaire. Ainsi, celle-ci a connu une amélioration notable durant les cinq dernières années, puisque le nombre d'incidents et la durée moyenne annuelle d'interruption d'un client ont été divisés par 3.

La DDI se fixe des objectifs ambitieux à atteindre à l'horizon 2007 de manière à hausser ses performances au niveau des standards internationaux, à savoir, une durée moyenne de coupure d'un client de 96 mn/an et une fréquence de coupure par client de 1,5/an et ce pour l'ensemble de la clientèle.

Pour atteindre les objectifs assignés pour 2007, trois types d'actions seront déployés : l'automatisation de l'exploitation et le renforcement de la sélectivité du réseau ; l'amélioration de la structure du réseau et la qualité de ses composants ; ainsi que le renforcement de la politique de maintenance préventive.

La deuxième orientation que la DDI s'est fixée consiste à offrir des services de qualité et adaptés aux attentes prioritaires de la clientèle.

L'année 2002 a été marquée par la réalisation de plusieurs actions à caractère commercial et visant à améliorer la qualité du service et à répondre aux attentes des clients.

A titre d'exemple : la simplification de la procédure d'abonnement qui a permis de porter la durée nécessaire pour accomplir les formalités d'abonnement à 24 heures ; l'acompte sur consommation dans le but de répondre aux attentes de la clientèle RME et clients possédant des résidences secondaires et l'introduction du compteur à prépaiement en 2003.

On est appelé à continuer à analyser les attentes de la clientèle dans le but d'améliorer constamment notre qualité de service.

Pour ce faire, l'ONE a instauré depuis 1995, un système de mesure qui permet d'apprécier périodiquement l'évolution des attentes et du niveau de satisfaction de sa clientèle dans ses différentes catégories. Ce système s'articule autour d'une enquête de satisfaction auprès des clients. Elle a également mis en place en 2003 un centre d'appel de technologie récente visant à renforcer l'assistance à la clientèle.

L'enquête de satisfaction de 2002 montrent que plus de 50% (en évolution de 20% par rapport à l'an 2000) des clients- ménages, professionnels et entreprises- se déclarent globalement satisfaits des services et, parmi eux, plus de 25% (20% pour les particuliers) s'en déclarent 'très satisfaits'.

La DDI s'est fixée pour objectif de faire progresser encore ces résultats pour atteindre, à l'horizon 2007, un niveau de satisfaction globale de plus de 90% avec 50% de clients 'très satisfaits' dans toutes les catégories de clientèle.

Pour y parvenir, les efforts d'amélioration de la qualité de service seront orientés en fonction des attentes prioritaires de chaque segment de clientèle.

#### **La deuxième orientation visant l'amélioration de la rentabilité de la distribution :**

La DDI a toujours favorisé, dans l'optique d'améliorer sa rentabilité tout en stabilisant les tarifs, la croissance de son chiffre d'affaire en utilisant différentes stratégies commerciales visant à réduire ses coûts d'exploitation et la facture de ses clients. C'est dans cette optique qu'elle poursuivra pour 2004 – 2007 la commercialisation de ses produits tout en préconisant pour l'ensemble

de ses clients l'utilisation efficace de l'électricité et la gestion de la consommation et les économies d'énergie.

Dans ce cadre, des efforts seront déployés pour aider la clientèle moyenne tension à utiliser l'électricité au meilleur moment de la journée dans le but de réduire les coûts d'approvisionnements et d'assurer ainsi une stabilité des tarifs.

Durant les Cinq dernières années, la politique commerciale a permis de tirer profit de la conjoncture économique : l'activité distribution a doublé son chiffre d'affaires pour atteindre à fin 2002, 4,5 Milliards de dirhams. Ce qui correspond à une augmentation moyenne de la demande de 10% par an. Une même croissance a été enregistrée également au niveau du portefeuille client qui a doublé en 5 ans pour atteindre à fin 2002, 2 186 000 clients.

Mais malgré cela, le niveau des indicateurs de rentabilité économique reste en deçà des meilleures pratiques et doit encore être amélioré. Il y a lieu toutefois de tenir compte, pour la fixation des objectifs, des différences structurelles entre l'ONE et les entreprises enregistrant les meilleures performances, comme par exemple la prédominance des zones rurales sur le territoire de l'ONE, l'étendue du réseau et la disparité des clients.

Pour améliorer la rentabilité de l'activité, la stratégie a été bâtie autour de trois axes : l'optimisation des charges, l'amélioration des processus et des méthodes ; la réduction des pertes commerciales et la rentabilisation des actifs en offrant de nouveaux services et en se diversifiant autour des métiers de base.

#### [Diversification autour des métiers de base :](#)

Toujours dans l'optique d'améliorer la rentabilité et l'efficience, l'ONE consciente des besoins très diversifiés de ses clients qui reconnaissent son expertise dans le domaine et la qualité de ses services envisage d'élargir sa gamme de prestations limitée jusqu'à présent à l'entretien et la maintenance des postes d'alimentation électrique des clients moyenne tension et à la location des groupes électrogènes.

Pour répondre adéquatement à ces besoins, les nouveaux services proposés seront suffisamment souples et personnalisés et seront accompagnés d'actions de marketing axées principalement sur leur qualité et leur compétitivité.

Les pistes envisagées sont de plusieurs types. Le premier concerne l'accompagnement des nouveaux investisseurs par une prise en charge de l'ensemble des opérations relatives à la réalisation de la partie électrique de leur

projet d'investissement. Le deuxième type de service concernera le volet entretien et maintenance en offrant aux clients la possibilité de conclure un contrat complet d'entretien et de maintenance de leurs installations d'alimentation électrique.

### Généralisation de l'électrification rurale :

L'ONE s'est fixé comme objectif la généralisation de l'électrification rurale à l'horizon 2007.

Au-delà de l'électrification des villages, qui génère annuellement une extension du réseau de près de 2500Km/an, il y a 100.000 à 150.000 nouveaux clients par an à brancher sur le réseau.

Par ailleurs, il y a lieu de signaler que le PERG a permis la création de 6000 emplois, à travers l'externalisation des branchements des foyers à des instelecs agréés par l'ONE.

Parallèlement au PERG, l'ONE a mis au point le programme d'électrification des quartiers péri-urbains, un vaste programme pour l'électrification des établissements scolaires en milieu rural, ainsi que l'électrification des dispensaires.

## Références bibliographiques:

- Revues MEGAWATT 2003
- Site Internet ONE
- Ouvrage de Elie Cohen et de Claude Henry, intitulé " Service public, secteur public " et publié à la Documentation française en décembre 1997.
- Communiqué du Sénat sur la libéralisation de l'Energie
- Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité
- Rapport de la commission européenne d'évaluation de la mise en œuvre du marché de l'électricité en octobre 2002
- Site Internet [www.mern.gouv.ca](http://www.mern.gouv.ca)