

RAPPORT
DU GROUPE D'EXPERTISE ÉCONOMIQUE
SUR LA TARIFICATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET
DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ
ET SUR LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE
D'ÉLECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ÉLIGIBLES

27 janvier 2000

SOMMAIRE

	<i>Pages</i>
AVERTISSEMENT	4
LETTRE DE MISSION DES MINISTRES	5
RESUME ET PRINCIPALES CONCLUSIONS DU RAPPORT	8
1. Le cadre de réflexion	8
2. La tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité	10
3. La tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles	14
INTRODUCTION	19
1. Le cadre de réflexion	23
1.1. Le contexte institutionnel et réglementaire	23
1.2. Les effets attendus de l'ouverture à la concurrence du secteur électrique	29
1.3. L'architecture la régulation	34
1.4. Les spécificités du secteur électrique et du cas français	38
2. La tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité	43
2.1. Les questions soulevées par l'accès aux réseaux électriques	43
2.2. Les caractéristiques de l'offre du GRT et l'identification des coûts	54
2.3. Introduction à une démarche économique	83
2.4. Les grandes options de tarification	93
2.5. La tarification des transports internationaux	101
2.6. L'efficacité de l'accès à court et moyen termes	110
2.7. Les incitations à l'efficacité interne du GRT et l'évolution de la tarification	122
2.8. Conclusion concernant la tarification et la régulation de l'accès aux réseaux électriques	127
3. La tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles	134
3.1. Concurrence et réglementation tarifaire	134
3.2. Les objectifs de la tarification aux consommateurs captifs	148

3.3. Les solutions envisageables	154
3.4. Conclusion concernant la tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles	164
CONCLUSION ET LISTE DES RECOMMANDATIONS	167
La tarification et la régulation de l' accès aux réseaux électriques	167
La tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles	172
ANNEXES	175
ANNEXE 1 Composition du groupe d'expertise	
ANNEXE 2 Organismes et personnes auditionnés par le groupe d' expertise	
ANNEXE 3 Glossaire	
ANNEXE 4 Directive européenne 96/92/CE – Règles communes pour le marché intérieur de l' électricité	
ANNEXE 5 Projet de loi de modernisation et de développement du service public de l' électricité	
ANNEXE 6 Barème provisoire de tarification du transport de l' électricité mis en place par EDF	
ANNEXE 7 Avis du conseil de la concurrence sur la diversification d' EDF et sur la tarification d' EDF	
ANNEXE 8 L' offre tarifaire actuelle d' EDF	
ANNEXE 9 Les relations entre EDF et les entreprises locales de distribution	

AVERTISSEMENT

A l'occasion de la mise en place d'une nouvelle organisation pour le système électrique français, le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le Secrétaire d'Etat à l'industrie ont confié à un groupe d'expertise indépendant l'étude, du point de vue économique, des modalités de tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, ainsi que des principes applicables à la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

La présidence de ce groupe d'expertise, dont la composition figure en annexe, a été confiée à Paul Champsaur, Directeur général de l'INSEE.

Le présent document constitue le rapport définitif adressé aux Ministres. Il s'inscrit parmi les différents travaux et consultations engagés afin de préparer l'application de la loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité.

Ce document exprime l'opinion du groupe d'expertise sur les questions qui y sont abordées. Les analyses et les propositions contenues dans ce rapport n'engagent donc pas le Gouvernement.

République Française

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie

Le Ministre de l'économie, Le Secrétaire d'Etat à l'industrie
des finances et de l'industrie

Paris, le 25 AVR
1999

Monsieur l' Inspecteur général,

Le Gouvernement a souhaité doter notre pays d' une loi qui, en rendant le système électrique plus efficace grâce à l' introduction d' éléments concurrentiels, conforte le service public de l' électricité. Le projet de loi sur la modernisation et le développement du service public de l' électricité, qui a été préparé par le Gouvernement à l' issue d' une large concertation, offre également l' occasion de transposer en droit français la directive sur le «marché intérieur de l' électricité» adoptée en 1996. Ce projet de loi a été voté en première lecture par l' Assemblée nationale, le 2 mars dernier.

Les trois principes suivants, qui structurent le projet de loi, méritent d' être soulignés: l' affirmation d' une politique énergétique forte et la définition de missions de service public ; le caractère intégré des activités d' EDF ; enfin, la mise en place d' une régulation spécialisée dans le but de garantir l' accès des tiers aux réseaux publics d' électricité et leur utilisation dans des conditions non discriminatoires.

Dans la future organisation électrique française coexisteront, d' une part, des producteurs en concurrence qui auront le droit d' accéder aux réseaux pour approvisionner des clients éligibles avec lesquels ils auront librement conclu des contrats et, d' autre part, des opérateurs chargés de missions de service public, qui peuvent être intégrés et qui peuvent disposer d' un monopole pour le transport ou la distribution d' électricité, ainsi que pour la fourniture d' électricité aux clients non éligibles.

Les conditions économiques de l' utilisation des réseaux de transport et de distribution de l' électricité, ainsi que la tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles, conditionneront, pour une large part, le fonctionnement efficace du marché de l' électricité et le bon accomplissement des missions de service public.

Afin d' analyser de manière approfondie les solutions et les méthodes d' évaluation des coûts

des réseaux électriques, de tarification de l' utilisation de ces réseaux et de contrôle de leur efficacité, nous avons décidé de créer un groupe d' expertise de haut niveau, dont la composition figure en annexe, et nous avons souhaité vous en confier la présidence.

Le groupe examinera les deux questions suivantes :

- Les modalités de la tarification de l' utilisation et du développement des réseaux de transport et de distribution de l' électricité devront être vues dans le cadre général de la réglementation de l' accès aux réseaux électriques et de leur utilisation, en tenant compte des questions liées, entre autres, aux coûts de raccordement et aux problèmes de congestion et de fluidité des échanges d' énergie sur ces réseaux. Au-delà du respect du principe de non-discrimination, il conviendra en particulier d' en préciser les implications pour le développement et le financement de ces réseaux, ainsi que pour l' équilibre à court terme ou à long terme du marché de l' électricité.

- Les principes économiques applicables à la tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles devront être examinés afin d' assurer le contrôle des subventions croisées et, plus généralement, le fonctionnement efficace du marché de l' électricité.

Dans ce cadre, une attention particulière sera accordée à la rationalité et à l' efficacité économiques, à l' intérêt des consommateurs, aux effets sur l' emploi, à l' investissement, à l' environnement concurrentiel international, ainsi qu' aux implications sur les opérateurs chargés de missions de service public et au financement de ces missions.

Compte tenu de l' urgence liée à l' évolution prochaine de la réglementation relative aux conditions d' utilisation des réseaux électriques, nous souhaitons que le groupe examine prioritairement le premier sujet.

Vous pourrez en tant que de besoin solliciter l' ensemble de nos services, et notamment la Direction générale de l' énergie et des matières premières et la Direction du gaz, de l' électricité et du charbon, la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes, ainsi que la Direction de la prévision. Vous pourrez également consulter des experts extérieurs et des acteurs économiques du secteur électrique.

Conformément à votre souhait, M. Dominique Bureau pourra collaborer avec vous à l' animation du groupe. Par ailleurs, nous avons chargé la Direction de la prévision et la Direction du gaz, de l' électricité et du charbon d' assurer les fonctions de rapporteur de ce groupe. Nous avons prévu les dispositions utiles pour que ces Directions vous fournissent l' appui matériel et les crédits d' études nécessaire à l' organisation de votre travail.

Il pourra être utile que le groupe d' experts mette à profit les résultats de la concertation relative à la future organisation électrique française et les études menées par le Secrétariat d' Etat à l' industrie, ainsi que l' observation des solutions mises en oeuvre à l' étranger.

Parallèlement, des réflexions pourront être mises en place, afin d' examiner la question de l' évaluation des charges d' intérêt général dans le cadre du dispositif prévu par le projet de loi.

Les conditions économiques de l'accès aux réseaux et de leur utilisation pourront affecter les modalités de financement de certaines missions de service public, notamment la répartition de certaines charges d'exploitation des réseaux entre les organismes de distribution d'électricité, ainsi que la compensation des «coûts de développement de réseaux évités» qui peuvent résulter du mécanisme de l'obligation d'achat. En conséquence, vous voudrez bien associer en temps utile les responsables de ces réflexions à vos travaux, de manière à assurer l'articulation des questions qui pourront être abordées conjointement sur ces différents sujets.

Vous nous rendrez compte des travaux menés sous la forme d'un rapport d'étape à la fin du mois de juin et d'un rapport sous forme définitive à la fin du mois d'octobre.

En vous remerciant d'avoir bien voulu accepter la présidence de ce groupe, nous vous prions de croire, Monsieur l'Inspecteur général, à l'assurance de nos sentiments les meilleurs.

D. STRAUSS-KAHN

C. PIERRET

RESUME ET PRINCIPALES CONCLUSIONS DU RAPPORT

1. LE CADRE DE REFLEXION

1.1. Les enjeux de la régulation du système électrique

Le projet de loi français a retenu le choix d' une ouverture partielle et progressive à la concurrence, seule une partie des consommateurs devenant éligible (i.e. libre de s' approvisionner auprès du fournisseur de son choix) tandis que l' autre continuera à dépendre d' EDF pour son alimentation en électricité. La frontière entre les deux catégories évoluera progressivement au cours du temps afin de respecter les engagements de la directive. Cette dichotomie du marché, et l' évolution du seuil de l' éligibilité, nécessitent donc de préciser l' articulation souhaitable entre les prix de l' électricité sur le marché des consommateurs éligibles (prix qui sont libérés) et les tarifs qu' EDF appliquera aux consommateurs captifs (tarifs réglementés).

Par ailleurs, les producteurs d' électricité auront accès à leurs clients par l' intermédiaire des réseaux de transport (et de distribution) qui restent propriété d' EDF et qui sont gérés par une entité comptablement (mais non juridiquement) séparée de l' opérateur historique. Cet accès des tiers au réseau s' effectue sous une forme réglementée, avec publication de tarifs pour l' usage des lignes de transport de l' électricité. Le maintien de l' intégration verticale d' EDF (de la production au transport) rend particulièrement aigu le problème de la fixation de ces tarifs, une suspicion permanente risquant de peser sur les modalités retenues pour l' accès au réseau dès lors qu' EDF en sera à la fois propriétaire et gérant d' une part, et son premier utilisateur d' autre part.

Ces deux caractéristiques de l' organisation du système électrique français - éligibilité limitée, intégration verticale d' EDF - imposent une régulation indépendante et rigoureuse pour assurer la transition du secteur électrique vers un cadre concurrentiel, dont la dimension pertinente sera en général européenne. C' est en effet à ce niveau que peuvent s' enclencher les mécanismes vertueux de rationalisation et de diversification de l' offre de production d' électricité. Celles-ci favoriseront des baisses de prix favorables au renforcement de la compétitivité des industries utilisatrices. EDF, premier producteur mondial d' électricité, devrait largement profiter des perspectives qui lui sont offertes par la création de ce nouveau marché. A l' inverse, une régulation qui ne s' imposerait pas immédiatement en France comme forte et totalement indépendante serait de nature à susciter la suspicion de nos partenaires européens, ces derniers pouvant alors prendre des mesures entravant l' accès d' EDF à leur marché. Par ailleurs le repli d' EDF sur le territoire national conduirait alors à des problèmes inextricables de régulation tarifaire, en présence de surcapacités qui seraient en effet considérables.

1.2. La nécessité de clarifier et d' organiser rapidement la régulation

Selon le projet de loi, la régulation du secteur électrique est assurée simultanément par le gouvernement (Ministres en charge de l'énergie et de l'économie) et par une autorité de régulation indépendante nouvellement créée, la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE). Le Conseil de la concurrence conserve par ailleurs ses compétences pour examiner les plaintes concernant les pratiques anticoncurrentielles au niveau de la production, qui relèvent de son autorité. La CRE est plus particulièrement chargée des questions relatives à l'accès au réseau de transport, les Ministres jouant quant à eux un rôle prépondérant pour la fixation des tarifs de fourniture aux clients captifs. Toutefois l'organisation efficace du secteur électrique ne sera atteinte que si, dans les faits, le rôle pivot en matière de régulation est reconnu à la CRE, notamment à chaque fois que l'administration de tutelle d'EDF pourrait être suspectée de favoriser l'opérateur historique au détriment du développement d'un cadre concurrentiel. Il est probable que c'est EDF qui pâtirait à terme d'une telle situation, que ne pourraient en effet tolérer les autorités de la concurrence nationales et communautaires.

Contrairement à l'option retenue dans d'autres pays de l'Union, le gestionnaire du réseau (GRT) français demeurera en effet intégré à un producteur, qui est de plus l'opérateur historique et par ailleurs le premier producteur mondial. Cela nécessite de rendre particulièrement solides, d'une part, la tarification que le GRT pratiquera et, d'autre part, les règles qui seront utilisées pour autoriser l'accès aux réseaux électriques, ceci afin de prévenir tout contentieux.

De même, l'existence pour EDF d'un secteur réservé important, celui des consommateurs captifs français, risque de favoriser les accusations de subventions croisées (certains pouvant prétendre qu'EDF utilise les recettes perçues sur les captifs pour diminuer les prix pratiqués pour les éligibles). Là encore, les règles présidant à la construction des tarifs appliqués aux captifs doivent être inattaquables afin de prévenir tout contentieux.

La multiplicité des rôles joués par l'Etat (actionnaire d'EDF, prescripteur du service public, régulateur en charge des tarifs de l'électricité pour les captifs, etc.) et la divergence des objectifs associés à ces différentes fonctions risquent d'être présentées comme des menaces pesant sur la transparence des processus de décision. Ces suspicions latentes seront d'autant plus sensibles que l'on se trouve à l'étape initiale du processus d'ouverture à la concurrence. A cet égard, le retard pris par la transposition de la directive européenne en France nécessite de réussir, sans délai, le travail réglementaire qui suivra l'adoption de la loi. C'est aussi l'intérêt de tous les acteurs français du système électrique français - aussi bien les opérateurs que les consommateurs - que de participer dès le départ au marché intérieur de l'électricité en Europe en cours de constitution, mais qui, dès à présent, se transforme extrêmement vite.

2. LA TARIFICATION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

Le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité organise le marché de l'électricité suivant le principe d'un accès réglementé aux réseaux publics d'électricité. Ce schéma s'oppose à celui d'une bourse d'échanges centralisée qui aurait nécessité de désintégrer verticalement EDF, et de constituer au départ une compétence de gestionnaire de réseau (GRT) indépendant.

Dans ce cadre, les consommateurs éligibles et les fournisseurs d'électricité concluent des échanges contractuels bilatéraux à des prix librement négociés. L'efficacité d'une telle organisation a pour condition le développement d'une dynamique concurrentielle pour la fourniture des contrats correspondants. Pour atteindre cet objectif, il faut rendre le marché « contestable », au sens où l'entrée effective ou potentielle sur le marché français pèse sur les prix et les coûts des producteurs existants, au bénéfice des consommateurs éligibles ainsi qu'aux non-éligibles via les baisses de coût que le régulateur pourra répercuter sur les tarifs. Les conditions techniques et économiques d'accès aux réseaux joueront à cet égard un rôle déterminant puisque celles-ci peuvent, selon les modalités qui seront retenues, constituer un obstacle au bon fonctionnement du marché, ou au contraire être un facteur de sa « contestabilité ».

La tarification du transport peut par ailleurs favoriser ou non la bonne utilisation des réseaux et leur sécurité ; et jouer un rôle favorable, ou néfaste vis-à-vis du développement et de la localisation de nouvelles capacités de production d'électricité.

2.1. La tarification de l'usage des réseaux électriques doit être envisagée dans un cadre européen

Tout d'abord, les consommateurs éligibles actuels sont pour la plupart des entreprises fortement exposées à la compétition internationale, et pour lesquelles les prix de l'électricité constituent un facteur déterminant de localisation. Celles-ci doivent donc pouvoir disposer sur le marché français des meilleurs prix.

Ensuite, le marché européen se caractérise aujourd'hui par des surcapacités importantes. Mais celles-ci demeurent associées à un cloisonnement des marchés nationaux en dépit de leur interconnexion technique au niveau notamment de la plaque continentale. L'unification du marché européen, en favorisant une restructuration de son secteur électrique au bénéfice des plus performants, sera un facteur de compétitivité pour l'industrie européenne. EDF doit se placer dans cette perspective.

Dès lors, la France a tout intérêt à ce que les réflexions en cours, et notamment celles menées avec la Commission, se concrétisent rapidement, puisque c'est dans la création d'une concurrence au niveau européen que résident les principaux bénéfices à attendre de la réforme de l'industrie électrique. La participation à ces travaux doit être beaucoup plus active qu'elle n'a pu l'être jusqu'à présent, pour accélérer les harmonisations permettant de tirer pleinement parti de notre place et de nos atouts dans le système électrique européen.

L'existence de surcapacités dans de nombreux pays suggère en effet que dans le court terme la priorité est à la baisse des coûts de production et à l'amélioration du service au consommateur plutôt qu'à la construction massive de nouvelles installations (ce qui n'exclut bien entendu pas la construction de nouvelles unités sur des technologies et marchés bien ciblés). Les tarifications à la distance ou les barèmes permettant le cumul artificiel de coûts de transport fictifs, qui s'apparentent en fait à des taxes sur les échanges (« pancaking »), doivent donc être démantelés. Simultanément, il faudra mettre en place un mécanisme de financement des coûts de réseaux liés spécifiquement aux transits et flux de bouclage.

2.2. La tarification de l'usage des réseaux doit favoriser l'efficacité du marché dans une perspective dynamique

La tarification des réseaux de transport doit instaurer la « contestabilité » du marché. C'est en effet par ce moyen que les gains d'efficacité seront atteints. La concurrence entre fournisseurs, qui pousse ceux-ci à minimiser leurs coûts, assurera que les centrales appelées en premier sont celles dont le coût marginal de génération est le plus faible. L'objectif de la tarification de l'accès aux réseaux, et plus généralement celui qu'il faut fixer à la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), est donc de mettre en place un ensemble de règles du jeu transparentes et des niveaux de prix favorisant cette dynamique, et de garantir leur mise en œuvre sans discrimination par le GRT.

En revanche, l'idée que la réglementation de l'entrée puisse, au-delà du rétablissement de la neutralité entre producteurs vis-à-vis des conditions d'entrée sur le marché, chercher à privilégier les entrants par rapport à l'opérateur dominant doit être écartée. Dans un contexte de surcapacité, elle risquerait de conduire à des gaspillages massifs et introduirait une confusion grave. C'est en effet aux producteurs de déterminer leurs investissements en fonction de leur capacité à trouver des clients. Le rôle de la régulation est d'établir un cadre propice à ce processus, non de s'y substituer. Réglementation de l'accès et missions de service public doivent être traitées comme des sujets distincts, avec des instruments séparés. Les obligations d'achat relèvent du second terme, et en aucun cas elles ne peuvent être conçues comme un moyen d'élargir l'offre en dehors d'un processus qui serait poussé par la recherche de clients.

La volonté d'établir un cadre propice à la dynamique concurrentielle se concrétise notamment dans le traitement des raccordements. Le raccordement d'un nouveau producteur induit deux types de coûts. Les premiers, facilement calculables, concernent la ligne nouvelle proprement dite et le raccordement au niveau de tension souhaité. Les seconds, qui concernent les renforcements qui peuvent être nécessaires sur le réseau existant à des niveaux de tension supérieurs, sont beaucoup plus difficiles à estimer de façon incontestable. Il faut limiter les coûts imputés au nouvel entrant aux seuls coûts de raccordement. Les coûts de renforcement induits par ailleurs devront être mutualisés, ce qui évitera qu'ils soient interprétés, voire utilisés, comme une barrière à l'entrée.

2.3. A court terme, la tarification de l'usage des réseaux devrait être de type « timbre-poste », aménagé pour régler les problèmes de congestion

Cette approche tend à s' imposer, car ce sont bien les injections et soutirages physiques (soient deux « demi-timbres-poste ») qui sont pertinents du point de vue des réseaux, et non les contrats commerciaux qui ne sont pas représentatifs des flux physiques. En théorie une tarification idéale devrait par ailleurs aboutir à une différenciation spatiale et temporelle des prix de l' électricité, reflétant les contraintes de capacité des équipements de production et celles du réseau. Une telle différenciation dont l' unité élémentaire devrait tendre vers les « noeuds » du réseau, constitue une référence essentielle, car les instruments nécessaires à la mise en œuvre d' une telle tarification grâce aux nouvelles technologies de l' information et des télécommunications sont en développement rapide, et surtout parce qu' elle constitue la seule solution satisfaisante pour intégrer les économies ou surcoûts de réseau éventuels dans le choix des producteurs d' électricité.

En pratique, les formules de timbres-poste existantes s' écartent de l' optimalité économique du fait de leur plus grande simplicité. Celle-ci peut se justifier en partie par l' absence (en général) de congestions marquées dans notre réseau de transport d' électricité, cette situation pouvant toutefois évoluer dès lors que les flux nationaux et internationaux d' énergie modifient la charge du réseau et éventuellement les heures de transferts. Le financement des charges du GRT passe alors par un tarif aussi neutre que possible. Les tarifs d' utilisation des réseaux devraient toutefois comporter dès le départ un « zonage » des tarifs d' injection (et aussi d' ailleurs de soutirage), incitant les producteurs à intervenir pour réduire les déséquilibres des zones, tels qu' ils existent, par exemple, dans la région niçoise.

Des mécanismes complémentaires doivent par ailleurs être envisagés pour les contraintes de réseau plus localisées. Ceux-ci devront combiner des instruments réglementaires (« redispatching »), tarifaires, ou marchands (développement de marchés d' ajustement ou de mécanismes d' enchères).

- ***Le cas des contrats de proximité***

L' évolution vers une tarification nodale doit par ailleurs être privilégiée pour éviter la multiplication de tarifs dérogatoires qui pourraient très vite saper toute cohérence à cette tarification des réseaux. La question se pose par exemple d' une tarification spécifique pour les contrats de proximité. L' élaboration de tels tarifs spécifiques rencontre cependant très vite des conflits insurmontables entre la volonté de permettre l' exploitation d' économies, et le risque d' offrir par ce biais essentiellement une opportunité pour s' affranchir de la contribution aux coûts du réseau, y compris pour certaines centrales d' EDF. Ce type de dispositif peut en effet être source de contournements ou d' entrées inefficaces, et favoriser des mécanismes d' écrémage ou de discrimination. En conséquence, la construction de lignes directes doit être aussi strictement encadrée, le cadre réglementaire établi à cet effet devant par ailleurs garantir une parfaite transparence des conditions de réalisation des lignes autorisées.

La prudence qui est recommandée vis-à-vis des tarifs de proximité est cohérente avec la proposition concernant le raccordement. Dans les deux cas, il apparaît en effet préférable d' instituer des règles lisibles et sûres pour les opérateurs, plutôt que d' imaginer examiner chaque projet individuellement, ce qui risque, en l' absence d' informations suffisantes, de déboucher sur une sorte de marchandage entre économies de réseau et coûts de renforcement qui serait inévitablement source de beaucoup de gaspillages.

- ***Le cas des réseaux de distribution***

Ces principes, établis pour l'accès au réseau de transport, doivent guider aussi la réflexion sur la réglementation de l'accès aux réseaux de distribution. Ainsi, l'analyse des coûts de réseau par niveau de tension doit être menée avec le double souci, de ne pas créer de cloisonnement des marchés, et de ne pas utiliser artificiellement la notion d'économie de réseau pour rompre le principe de neutralité entre producteurs dans la couverture de charges. Bien évidemment les coûts correspondant à des fonctions commerciales doivent être imputés uniquement à EDF - Production.

Deux particularités de ces réseaux doivent être signalées. D'une part, le caractère diffus des opérations d'équipement sur ces réseaux conduit à privilégier un contrôle global de leurs coûts. D'autre part, la situation de ces réseaux est complexe sur le plan institutionnel, avec la coexistence d'EDF et de distributeurs indépendants. La loi pouvait rester silencieuse sur ce sujet dès lors qu'il était décidé de ne pas rendre éligibles les distributeurs. Mais il est temps maintenant de préciser le cadre réglementaire en ce domaine, et notamment les conditions de rémunération des différents intervenants.

2.4. La tarification des réseaux électriques n'est qu'un élément de la régulation du GRT.

Le GRT demeurant intégré au sein d'EDF, la Commission de Régulation de l'Electricité a un rôle essentiel à jouer, non seulement pour contrôler les coûts et favoriser la productivité du GRT - qu'il s'agisse de ses coûts d'exploitation - maintenance ou de sa politique d'achats, mais surtout pour assurer que le GRT remplit bien son rôle, qui est d'équilibrer les flux physiques du réseau de manière à favoriser un fonctionnement concurrentiel et efficace du marché de l'électricité.

Un tel fonctionnement n'est possible que si un nombre suffisant d'acteurs peut opérer sur le marché. Ceci nécessite à la fois de s'attacher à en proscrire tout cloisonnement artificiel, et de faciliter l'émergence des marchés d'échanges permettant aux fournisseurs de compléter ou d'ajuster leur offre.

Par ailleurs, il apparaît que les mécanismes tarifaires qui pourront être mis en place dans un premier temps ne seront pas suffisants pour orienter les décisions à long terme en matière de développement ou renforcement du réseau. Une implication forte de la CRE à ce niveau est stratégique pour assurer l'efficacité à long terme du marché. Cette implication devrait aller au-delà de l'avis donné sur le schéma de développement du réseau public de transport et passer par l'établissement de règles précises prescrites au GRT, et par un contrôle de sa programmation qui devrait pouvoir aller jusqu'à l'injonction. Dans la mesure où il apparaît que le GRT n'aura pas les incitations adéquates en ce domaine, une régulation publique forte devient en effet nécessaire, que seule la CRE devrait être à même d'assurer.

3. LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ELIGIBLES

Selon les dispositions prévues dans le projet de loi, la CRE et les Ministres de l'énergie et de l'économie auront la charge de fixer les tarifs de l'électricité pour les consommateurs français captifs. Les objectifs ayant guidé l'élaboration du système tarifaire actuel d'EDF, reposent sur l'idée que les prix aux captifs doivent envoyer un signal économique pertinent pour orienter la demande. Cet objectif demeure, mais il faudra l'articuler maintenant avec celui visant à donner des incitations fortes à la maîtrise des coûts sur ce segment de marché à la fois parce que l'organisation choisie – éligibles et captifs – ne sera acceptée que si tous les consommateurs bénéficient de la réforme en terme de baisse des prix, et parce que c'est un moyen d'éviter la constitution de distorsions de concurrence qui seraient associées à la possibilité pour EDF de faire supporter aux captifs des coûts allant au-delà de ceux qui sont justifiés. En effet, la tarification aux captifs devra s'articuler avec le contrôle, au sein de l'entreprise intégrée, des flux financiers entre usagers captifs et clientèle éligible, l'existence d'un secteur réservé pour EDF ne devant pas distordre la concurrence sur le marché des éligibles. Enfin, l'évolution dans le temps des modalités de la concurrence (et des seuils d'éligibilité) nécessitera de mettre en place un système capable de s'adapter aux modifications du marché.

L'analyse des principes de tarification de la fourniture d'électricité aux captifs présentée ci-après s'intéresse uniquement à la partie « production » des tarifs : on suppose en effet que les tarifs de transport et de distribution sont déterminés suivant les recommandations présentées préalablement (en particulier, on suppose que les tarifs de transport et de distribution obéissent aux mêmes règles de calcul, que l'acheteur au point de soutirage soit captif ou éligible).

3.1. Le signal tarifaire

Les tarifs d'EDF - Production pour le marché captif, soumis à régulation, doivent donner un signal économique permettant d'orienter efficacement la demande des usagers captifs. Dans ce souci, la structure des tarifs d'EDF était jusqu'à présent calée sur les coûts marginaux de long terme de production d'un parc (théorique) optimal, corrigés par un éventuel taux de péage (positif ou négatif) afin de garantir l'équilibre budgétaire d'EDF¹. Ainsi la *structure* des tarifs était fondée sur les coûts marginaux, et le *niveau* en était fixé pour garantir un certain niveau de recettes au monopole.

Cette méthode pose en pratique un certain nombre de difficultés de mise en œuvre : règle de calcul du parc optimal et de ses coûts marginaux, construction des options tarifaires (transcrivant de manière nécessairement imparfaite les variations saisonnières des coûts), répartition des tarifs en abonnement (au kW) et en partie proportionnelle (au kWh), etc. Plus généralement, cette méthode intégrait jusqu'à présent simultanément coûts de production, de transport, et de distribution : elle ne serait donc pas applicable directement au nouveau marché où les trois fonctions doivent être tarifées indépendamment les unes des autres.

¹ La tarification marginale de long terme couvre les coûts, sauf si le coût marginal de long terme est décroissant. Le péage ne se justifie donc que si la production est un monopole naturel ou si la tarification est inférieure au coût marginal de long terme.

Dans un marché partiellement ouvert à la concurrence, trois références sont a priori envisageables pour fonder le signal économique adressé aux consommateurs captifs : le prix apparaissant sur le marché libéralisé, le coût marginal de court terme d' EDF (observé à son centre de «dispatching»), ou encore les prix constatés à l' étranger pour le même type de clients (obtenus et traités par des méthodes de «benchmarking»). Toutefois, le premier (prix de marché sur la frange éligible) sera difficilement observable (absence de bourse de négoce en France) et sans doute très fluctuant (trop pour être appliqué à une clientèle qui a connu jusqu' à présent la stabilité - et qui en a encore besoin). Le second (coût marginal de court terme d' EDF) ne donne pas nécessairement une bonne idée du coût marginal sur le marché (il ne prend pas en compte la production hors EDF, les importations d' électricité, etc.), et il serait sans doute lui aussi très volatil. Enfin, les références étrangères obtenues par «benchmarking», toutes intéressantes qu' elles soient, seraient extrêmement difficiles à exploiter directement, la nature de l' offre et de la demande en électricité variant encore de manière importante d' un pays à l' autre. Toutefois ces trois références – prix de marché, coût marginal de court terme d' EDF, et références étrangères obtenues par «benchmarking» - constituent des éléments d'appréciation importants qui devront être utilisés pour estimer globalement le niveau des tarifs appliqués aux captifs en France.

Au total, le meilleur signal tarifaire semble encore être le coût marginal efficace de long terme d' EDF - Production. Toutefois, la définition du parc sur lequel effectuer les calculs nécessaires soulève des difficultés : faut-il considérer un parc théorique optimal, ou bien le parc réel ; faut-il considérer le parc français ou un parc européen (si les échanges internationaux d' énergie en Europe rendent inadaptée une approche purement nationale des coûts) ; faut-il intégrer l' ensemble des centrales d' EDF, ou une partie seulement (destinée à satisfaire la demande des captifs) ; faut-il appliquer un taux de péage aux recettes au coût marginal de long terme (comment le définir ? ; quelles recettes EDF - Production doit-il recevoir des captifs ?). L' existence d' un parc de production intégré, d' une optimisation globale et de recettes agrégées captifs - éligibles semble difficilement compatible avec un taux de péage spécifique destiné à financer un certain niveau de recettes provenant des captifs. La répartition des coûts fixes entre captifs et éligibles serait en outre délicate à justifier.

Ces considérations conduisent à recommander de fonder la tarification aux captifs sur le coût marginal de long terme efficace calculé sur la base d' un parc théorique optimisé pour répondre à la demande nationale totale (des éligibles et des captifs). Cette méthode paraît en effet le plus à même de prévenir autant que faire se peut, les suspicions de subventions croisées.

3.2. Le risque de subventions croisées et de prédation

La notion de subvention croisée est particulièrement délicate à cerner, tant d' un point de vue économique que comptable ou juridique. Economiquement tout d' abord, les subventions croisées ne sont pas définissables dans l' absolu à partir de coûts indiscutables (notions de coûts historiques, coût moyens, coûts marginaux, etc.), et elles ne sont pas non plus systématiquement condamnables en tant que telles. Par exemple, la tarification optimale d' un monopole astreint à l' équilibre budgétaire (tarification de Ramsey Boiteux) fait intervenir explicitement des subventions croisées entre les consommateurs : les consommateurs dont l' élasticité au prix est la plus forte (ceux qui évitent de consommer si le prix est trop élevé) y paient moins cher le bien que les consommateurs peu

élastiques (qui consomment quel que soit le prix)². D' un point de vue comptable ensuite, il apparaît extrêmement difficile d' estimer - au vu de la comptabilité d' une entreprise - la présence ou non de subventions croisées. Les opérations d' audit nécessaires seraient très complexes, et la répartition de certains coûts (coûts fixes notamment) sur différentes classes de consommateurs obéirait nécessairement à des règles arbitraires. Enfin, d' un point de vue juridique, l' analyse en terme de subventions croisées ne fait pas partie de la jurisprudence française. On lui préfère l' analyse en terme de prédation : plutôt que de condamner les pratiques des subventions croisées en tant que telles, c' est leur effet sur la concurrence (i.e. la prédation sur une partie du marché en y pratiquant des prix anormalement bas) qui est examiné et peut être condamné. Le Conseil de la concurrence dispose pour ce faire d' une solide jurisprudence fondée sur les coûts variables (considérés comme limite des prix prédateurs).

Les spécificités du secteur électrique français ne peuvent qu' inviter à revenir à nouveau cette approche consistant à sanctionner a posteriori les comportements prédateurs. En effet, les caractéristiques économiques de la production d' électricité (présence de coûts fixes importants, variation des prix selon les périodes de l' année, etc.) et l' intégration des clientèles captives et éligibles d' EDF (servies par un même producteur et un même parc) rendent illusoire toute tentative d' instaurer des règles précises et inattaquables de comptabilité, règles qui permettraient ensuite d' affecter à chaque client une partie des coûts totaux d' EDF - Production.

Aux possibles subventions croisées pour la fourniture d' électricité entre les deux catégories de clients (éligibles – captifs), risquent de se joindre d' autres types de subventions croisées, cette fois ci uniquement sur le marché des clients éligibles mais entre les différentes activités d' EDF qui se diversifie largement (ingénierie électrique, fourniture de gaz, gestion des déchets, etc.). Le découplage comptable entre les différentes activités et les différentes filiales de l' opérateur historique, tout utile qu' il soit, ne suffira très vraisemblablement pas à garantir l' équité de la concurrence sur le marché des éligibles, ne serait-ce que parce que l' influence d' EDF sur le marché se manifestera par des offres globales dont les prix seront difficiles à décomposer, et par l' intermédiaire de filiales dont les relations financières avec EDF seront difficiles à contrôler a priori.

Ces enjeux concurrentiels, très importants, dépassent largement le cadre des seules règles de tarification de l' électricité aux captifs. Le problème est plus général, lié à la position dominante d' EDF sur le marché français (voire européen), au maintien de son intégration verticale, et à sa diversification horizontale dans de nouveaux domaines industriels. Dans ce contexte, il semble indispensable de prévenir dans la mesure du possible la prédation en choisissant d' instaurer une tarification de la fourniture d' électricité aux captifs qui limite *ex ante* les risques de subvention croisée des captifs vers les éligibles. Parallèlement, il convient de laisser au Conseil de la concurrence l' examen de toute plainte que les concurrents d' EDF pourraient déposer *ex post*. Afin de faciliter l' examen de ces plaintes - et d' en accélérer le dénouement – le Conseil de la concurrence devra travailler étroitement avec la CRE qui disposera d' éléments importants d' appréciation sur le comportement d' EDF. L' application du droit commun en matière d' analyse des pratiques anticoncurrentielles a cependant comme condition que la «gouvernance» d' EDF conduise à un comportement normal d' entreprise qui ne cherche pas – ou ne puisse pas – prendre des marchés indépendamment des marges dégagées sur ceux-ci. A cet égard, l' exigence de rémunération du capital imposée par l' actionnaire d' EDF jouera un rôle crucial. Dans le cas de télécommunications,

² On peut toutefois considérer que la discrimination de prix n'est pas une pratique de subventions croisées, auquel cas la tarification de Ramsey-Boiteux correspondrait à l'absence de subventions croisées et ne pas pratiquer une telle tarification conduit à des subventions croisées.

l'ouverture partielle du capital de l'opérateur historique avait sans aucun doute contribué à assurer cette condition.

3.3. L'instauration d'un plafond de prix pluriannuel fondé sur les coûts marginaux de développement

Les nouvelles règles de tarification de l'électricité aux captifs devront s'inscrire dans un cadre transitoire, celui de l'accession de plus en plus large des consommateurs à l'éligibilité. Dans ce cadre, les tarifs de transport (et de distribution) de l'électricité seront réglementés et s'appliqueront pareillement aux deux classes de consommateurs. Pour la partie production, EDF doit être libre de pratiquer le prix de son choix pour ses clients éligibles, sachant que toute plainte contre une éventuelle prédation relèvera de l'analyse du Conseil de la concurrence, et de sa jurisprudence à ce sujet. En revanche, le prix à la production facturé par EDF aux captifs doit être strictement encadré, et choisi de telle façon qu'il oriente convenablement la demande et qu'il limite ex ante le risque de subventions croisées entre catégories de clients.

Des tarifs fondés sur une analyse comptable des coûts de production d'EDF nécessiteraient d'attribuer, arbitrairement, certains coûts fixes à chaque classe de consommateurs. Ou alors, il faudrait séparer – là encore en recourant à un certain arbitraire - le parc de production d'EDF (voire EDF lui-même) en deux entités servant l'une les éligibles et l'autre les captifs. Cela ne semble ni souhaitable (perte d'économies d'échelle et d'envergure) ni conforme au projet de loi, ni même possible (attribution arbitraire des centrales, évolution de la frontière d'éligibilité).

De même il ne semble pas possible de fonder les tarifs aux captifs sur un prix de marché de l'électricité. Tout d'abord parce qu'un tel prix ne sera pas observable en France (absence de bourse de négoce de l'énergie), ensuite parce qu'il serait sans doute trop volatil pour être appliqué aux captifs, et enfin parce que ce niveau de prix serait sans doute trop bas à court terme : il ne permettrait pas de couvrir les investissements et nécessiterait de faire remonter fortement les tarifs des consommateurs captifs une fois disparues les surcapacités européennes de production.

Il apparaît donc plutôt souhaitable de retenir, pour fixer les tarifs de production destinés aux captifs, un aménagement de la méthode antérieure - qui se fonderait, pour le calcul, sur l'ensemble de la demande adressée à EDF mais dont les résultats ne seraient appliqués ensuite qu'aux seuls consommateurs captifs. La *structure* des tarifs sera ainsi fondée sur la hiérarchie des coûts marginaux de développement d'EDF, établis par la méthode antérieure (appliquée à la seule production), méthode qui devra être préalablement expertisée par un organisme indépendant. Le *niveau* des tarifs sera quant à lui fondé la première année sur les coûts comptables de production, puis ce niveau sera soumis à un «price - cap» imposant une décroissance des prix. Les contraintes de baisse de prix seront fixées dans un cadre pluriannuel, dont la durée pourrait être fixée à trois ou quatre ans par continuité avec les «contrats d'entreprise» mis en place dans le passé entre l'Etat et EDF. Les prix ainsi obtenus constitueront un plafond, EDF étant libre de tarifier en dessous (notamment pour éviter tout effet de seuil à la frontière d'éligibilité). Enfin, il faudra préciser le niveau de détail du catalogue tarifaire auquel sera appliqué le price – cap en arbitrant entre les avantages d'un price – cap assez global (s'appliquant par exemple à un panier des différents tarifs offerts aux clients captifs et qui permettrait de laisser une certaine marge de manœuvre à EDF) et ceux d'un

«price - cap» s'appliquant à un niveau de détail suffisant pour assurer aux consommateurs captifs une lisibilité à moyen terme des tarifs.

La méthode, proposée ci dessus, qui est celle le plus souvent retenue à l' étranger, assure une continuité avec les pratiques antérieures ; elle sera donc aisée à mettre en œuvre. Elle assure l' efficacité du signal économique (coût marginal de développement), permet d' inciter EDF à accroître sa productivité («price - cap»), et permet aux captifs de voir leur tarif diminuer. Elle permet de prévenir une campagne de prédation sur le marché des éligibles qui serait financée par des prix trop élevés sur le marché des captifs, puisqu' elle retient pour ces derniers un prix permettant juste l' équilibre financier à long terme de l' opérateur compte tenu d'une rémunération normale du capital.

Toutefois, le fait que ce soient les Ministres de l' énergie et de l' économie qui décident des tarifs aux captifs (la CRE ne donnant que son avis) appelle à une vigilance particulière. La confusion entre les intérêts de l' Etat en tant qu' actionnaire d'EDF et ceux de l' Etat en tant que régulateur du marché risque de jeter la suspicion sur le bien fondé des décisions prises pour fixer la grille tarifaire d'EDF. La CRE devrait donc jouer un rôle plus important en matière de régulation tarifaire d'EDF - Production. Plus généralement, la «gouvernance» d'EDF, si elle ne se rapprochait pas de celle des autres acteurs du marché, risquerait d' entraîner de graves dysfonctionnements du marché de l' électricité (par exemple si EDF pouvait s' écarter durablement d' une situation d' équilibre financier pour pratiquer des prix bas et évincer du marché ses concurrents). Enfin, pour être efficace, la régulation du secteur électrique français doit s' effectuer avec une parfaite coopération entre les différents régulateurs (CRE, Conseil de la concurrence, Etat), ce qui nécessite d' éliminer les inutiles conflits d' intérêt entre ceux ci.

La fixation des tarifs de l' électricité pour les captifs telle qu' elle a été décrite précédemment ne suffira donc pas à assurer à elle seule une concurrence efficace. Il semble indispensable de clarifier les rôles joués par les différents intervenants du marché de l' électricité en France, et notamment les différents intervenants publics, pour éviter les suspicions a priori pouvant entacher les décisions prises.

INTRODUCTION

LES QUESTIONS POSEES

Le projet de « Loi de Modernisation et de Développement du Service Public de l' Electricité » (LMDSPE) s'articule autour de trois principes : une politique énergétique et des missions de service public définies par les pouvoirs publics ; le maintien du caractère intégré des activités d'EDF ; enfin, la mise en place d'une régulation permettant de garantir aux tiers l'accès et l'utilisation du réseau électrique. Dans la future organisation électrique, les clients éligibles pourront en effet s'adresser au producteur de leur choix pour la fourniture de leur électricité ; les prix pratiqués par les producteurs seront libres. Les autres clients, dits non éligibles, resteront fournis par EDF ou les distributeurs non nationalisés, avec des prix réglementés. Dans tous les cas l'électricité sera acheminée à travers les réseaux de transport et de distribution appartenant à EDF ou à des distributeurs non nationalisés.

Dans la perspective de la préparation des décrets d'application de la future loi électrique, la lettre de mission du groupe d'experts lui demandait d'examiner les deux questions suivantes, les charges d'intérêt général prévues par le projet de loi faisant par ailleurs l'objet d'une réflexion parallèle à celles que mène ce groupe de travail :

- les modalités de la tarification de l'utilisation et du développement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité dans le cadre général de la réglementation de l'accès aux réseaux électriques et de leur utilisation ;
- les principes économiques applicables à la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

Compte tenu de l'urgence liée à l'évolution de la réglementation relative aux conditions d'utilisation des réseaux qui devra être rapidement adaptée, il a été demandé au groupe d'examiner prioritairement la première question. Elle a donc fait l'objet d'un rapport d'étape, publié en août 1999, qui présentait les conclusions préliminaires du groupe concernant l'organisation et la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution. Le rapport définitif reprend et complète ce rapport d'étape sur la question de l'accès au réseau de transport de l'électricité, et il présente en outre les conclusions du groupe d'expertise sur la question de la tarification de la fourniture d'électricité aux usagers captifs.

Outre les contributions de ses membres, le groupe d'expertise a bénéficié des travaux d'experts nationaux et étrangers, d'opérateurs, et de clients, qu'il a pu auditionner. S'agissant des expériences étrangères, elles sont apparues irremplaçables, moins en tant que modèles à transposer mais parce qu'elles sont riches d'enseignements et que l'intégration souhaitable du marché électrique européen – aussi bien pour la compétitivité de notre économie que pour permettre à EDF d'exploiter pleinement son potentiel - rend nécessaire une rapide harmonisation des réglementations nationales.

L'ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES ET LA REGULATION DES TARIFS DE L'ELECTRICITE

L'application de la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité doit conduire aux gains économiques en terme de meilleure adéquation de l'offre à la demande, de diversification de la gamme des services offerts, de baisse des prix, et de renforcement de l'efficacité des opérateurs.

Sur le territoire français, ces effets résulteront notamment de la diversification des moyens de production, avec un recours accru au gaz et à la cogénération, ainsi que - éventuellement - aux énergies renouvelables. Cependant, compte tenu de l'excès d'offre durable qui caractérise le parc électrique français, c'est moins par l'installation de nouveaux producteurs sur le territoire national que par la «contestabilité» du marché (c'est-à-dire par la menace d'entrée) et par la concurrence de producteurs installés à l'étranger que le processus vertueux sur les prix et la qualité devrait s'enclencher.

Au niveau européen, l'émergence pour les consommateurs éligibles de marchés de l'électricité dépassant la dimension traditionnelle des territoires nationaux constituera quant à elle un facteur de compétitivité pour les industries de l'Union. L'opérateur historique français pourrait, dans ce nouveau cadre, pérenniser son potentiel exportateur actuel. Mais EDF se trouvera en concurrence avec d'autres opérateurs, ayant eux aussi une taille critique et une capacité d'offre disponible substantielle. Les surcapacités actuelles du parc européen de production devraient de plus conduire à une concurrence forte à court terme, avec d'importantes baisses de prix qui conduiront les installations les moins performantes à fermer (ce qui devrait mener à une résorption naturelle des surcapacités à moyen terme).

L'autonomie dont disposent les consommateurs éligibles (ceux qui peuvent choisir librement leur fournisseur) constitue la première condition pour enclencher une dynamique concurrentielle dans le secteur de l'électricité. La libéralisation n'est cependant pas une condition suffisante pour instaurer une concurrence efficace ni pour obtenir les bénéfices que l'on peut attendre de l'ouverture du marché. En effet, dans les secteurs de réseau qui ont été longtemps gérés dans un cadre monopolistique (et où l'opérateur historique conserve une forte position dominante) le développement de la concurrence peut ne pas être spontané. Il requiert une régulation sectorielle, dont Jenny (1999) souligne que son rôle se distingue de celui des autorités de la concurrence sur cinq points :

- La régulation sectorielle ne doit pas préserver la concurrence, mais l'instaurer, c'est-à-dire créer les conditions structurelles propres à l'émergence d'une concurrence.
- Son intervention n'est pas correctrice *a posteriori*, mais consiste à déterminer, *a priori*, le cadre dans lequel la concurrence pourra s'exercer.
- Pour cela, elle doit en particulier garantir aux nouveaux entrants un droit d'accès aux facilités essentielles contrôlées par l'opérateur historique, dans des conditions leur permettant d'exercer leur concurrence sur les segments de marché libéralisés.

- Elle doit aussi s'assurer que l'opérateur historique qui exerce des missions de service public (missions dont la définition résulte de décisions politiques) n'utilise pas les moyens consacrés en principe à ces missions pour altérer la compétition sur le secteur concurrentiel.
- Enfin, cette régulation doit non seulement traiter de sujets techniques et économiques, mais aussi tenir compte de contraintes extérieures (missions d'intérêt général, etc.).

Le projet de LMDSPE attache beaucoup d'importance à ces deux dernières dimensions, en affirmant le principe d'une politique énergétique et de missions de service public définies par les pouvoirs publics. Les missions correspondantes feront en général l'objet d'instruments spécifiques, notamment pour leur financement, ce qui permet de déconnecter largement les deux questions des missions d'intérêt général, d'une part, et de la régulation économique conduisant à un fonctionnement efficace du marché de l'électricité d'autre part. C'est exclusivement ce second aspect de la régulation que la lettre de mission du groupe d'expertise lui demandait d'examiner, la question des missions de service public étant approfondie par ailleurs.

Comme ce rapport a notamment vocation à éclairer la préparation du travail réglementaire nécessaire à la mise en place de la LMDSPE, le groupe d'expertise a considéré comme une donnée l'architecture générale à venir du secteur électrique français qui est décrite dans le projet de loi en cours de discussion au Parlement. Les principes d'organisation généraux du marché que le projet de loi retient ont donc été supposés acquis, l'attention se focalisant exclusivement sur leur mise en œuvre. De même, les missions d'intérêt général n'ont été abordées qu'incidemment, lorsqu'il y avait potentiellement interaction entre celles-ci et la régulation économique, pour constater qu'il fallait alors, autant que possible, différencier les instruments d'intervention et de financement pour éviter ces interactions.

S'agissant de la régulation économique, Helm (1999) énonce trois principes pour le développement de marchés concurrentiels dans ce type d'industrie :

- la reconnaissance du besoin d'une régulation «pro-active» ;
- l'importance des séparations («unbundling») entre les activités en monopole et les activités en concurrence ;
- le choix enfin d'un niveau de régulation adapté.

Les deux questions posées par la lettre de mission (tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution, et tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs) apparaissent bien comme des éléments - clefs vis-à-vis des deux premiers principes. La description proposée par Cave de l'expérience britannique montre cependant qu'il importe d'avoir une vue d'ensemble de la régulation du secteur électrique, précisant l'articulation entre les différents instruments utilisés, aussi bien réglementaires que techniques et économiques. Il est donc apparu utile de replacer les deux questions à étudier dans un cadre plus général.

Par ailleurs, s'il n'entrait pas dans la mission du groupe de réfléchir sur le troisième principe, sa mention préalable apparaît d'autant plus importante que les travaux ont souligné la dimension européenne du marché en cours de constitution, et les cloisonnements qui demeurent ou risquent de s'accroître en cas de manque d'harmonisation des approches des régulateurs nationaux, ou encore – par exemple – en cas de coopération insuffisante des Gestionnaires de Réseaux de Transport

(GRT). La question d' une régulation plus «européanisée» devrait donc être posée à moyen terme, et il serait même être souhaitable que des engagements soient pris rapidement à ce sujet, comme on le verra par la suite.

APPROCHE RETENUE PAR LE GROUPE

Le groupe a cherché à la fois à éviter une approche trop théorique, en se plaçant d'emblée dans le cadre du projet de loi et en précisant rapidement les contraintes qui devront être satisfaites, et à éviter l'écueil inverse, consistant à dresser une liste des questions à résoudre et à les traiter une à une sans présenter de démarche économique d'ensemble. Sa réflexion s'est concentrée sur l'organisation efficace du marché dans une perspective dynamique, étant supposé que les obligations de service public relevaient d'instruments spécifiques. L'analyse a confirmé l'opportunité de cette séparation.

De manière générale, il est apparu nécessaire de clarifier les principes économiques que devront appliquer la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) et le GRT français, avant de donner des solutions prêtes à l'emploi. L'examen de celles-ci nécessiterait des approfondissements techniques et comptables non négligeables, qui sortaient du champ d'un tel rapport, dont l'objectif est de fournir un cadre d'analyse identifiant la nature des arbitrages à réaliser.

Le groupe d'expertise a aussi été amené à s'intéresser aux évolutions prévisibles du marché électrique européen. Tout en exerçant sa réflexion dans le cadre français qu'établit le projet actuel de LMDSPE, le groupe d'expertise a par ailleurs estimé nécessaire de préciser les orientations et changements qui lui semblent souhaitables pour la régulation et la réglementation européennes dans l'avenir, si l'on souhaite aboutir à une organisation efficace du marché intérieur de l'électricité dans l'Union.

Ces considérations ont conduit à organiser ce rapport de la manière suivante :

La première partie du rapport propose une analyse générale du cadre dans lequel s'inscrira la régulation du secteur électrique français : contexte institutionnel, état actuel et évolutions prévisibles du marché.

La seconde partie traite la question de la tarification de l'utilisation et du développement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, dans le cadre général de la réglementation de l'accès aux réseaux électriques et de leur utilisation.

La troisième partie s'intéresse au problème de la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

Les conclusions et les recommandations du groupe d'expertise pour chacun des deux sujets précédents sont reprises en conclusion.

Les contributions dont le groupe d'experts a bénéficié, et qui ont joué un rôle déterminant pour l'élaboration du rapport, sont regroupées dans un volume indépendant.

1. LE CADRE DE REFLEXION

1.1. LE CONTEXTE INSTITUTIONNEL ET REGLEMENTAIRE

1.1.1. La directive 96/92/CE du Parlement et du Conseil du 19 décembre 1996³

La directive 96/92/CE (règles communes pour le marché intérieur de l'électricité) instaure une ouverture progressive à la concurrence du marché de l'électricité. Elle permet notamment, dans un premier temps, à certains grands consommateurs, les clients éligibles, de pouvoir choisir librement leur fournisseur d'électricité, en leur garantissant un droit d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

La directive établit les principes généraux qui doivent régir le marché de l'électricité au niveau communautaire en matière de production, de transport et de distribution d'électricité. Elle renvoie aux Etats membres le soin de fixer les modalités les mieux adaptées à leur situation propre pour atteindre les objectifs fixés.

Dans le respect des principes d'objectivité, de transparence et de non-discrimination, la directive permet d'imposer des obligations de service public pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et de l'environnement. Elle permet dans des conditions qu'elle précise, de garder ou constituer des entreprises d'électricité intégrées. Elle fixe les règles générales de gestion des réseaux de transport et de distribution d'électricité qui, en tant que monopoles naturels, peuvent être gérés et contrôlés de manière centralisée afin d'en assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité dans l'intérêt des producteurs et des clients.

En France, des monopoles de production, de transport, de distribution, ainsi que d'importation et d'exportation d'électricité, ont été instaurés par la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz. La transposition en droit français de la directive 96/92/CE s'effectuera avec l'adoption du projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui a été étudié par le Parlement durant les travaux de ce groupe d'expertise.

La directive, entrée en application le 19 février 1999, impose que les producteurs et consommateurs éligibles aient accès au réseau de transport d'EDF. Dans l'attente de la transposition en droit français de la directive, EDF a donc mis en place un barème provisoire d'accès au réseau (cf. annexe).

³ Le texte de la directive se trouve en annexe 4.

1.1.2. Le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité⁴

Un cadre institutionnel destiné à garantir une ouverture à la concurrence transparente pour les consommateurs éligibles, par le biais d'un accès réglementé au réseau

Le projet de loi organise une ouverture progressive du marché à la concurrence qui conduira, dans un premier temps, à l'éligibilité des grands consommateurs finals d'électricité, pour lesquels le prix de l'électricité peut constituer un élément notable de compétitivité et, par conséquent, un critère important dans ses décisions en termes d'investissements et de créations d'emplois.

Le projet de loi a opté pour un accès réglementé des tiers au réseau, qui a été retenu par la majorité des Etats membres, et qui s'efforce de répondre aux critères d'objectivité, de transparence et de non-discrimination, et de garantir le bon fonctionnement du marché.

La loi définit les missions imparties aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, ainsi que les modalités dans lesquelles sont exécutées ces missions.

Les gestionnaires des réseaux sont chargés d'assurer les fonctions d'exploitation, d'entretien et de développement des réseaux.

Les fonctions d'exploitation, d'entretien et de développement sont placées sous le contrôle des autorités concédantes, à savoir l'Etat pour le réseau de transport et les collectivités locales pour les réseaux de distribution, afin notamment de veiller au bon accomplissement des missions de service public relatives à la desserte rationnelle du territoire et à la garantie du droit d'accès et de raccordement pour tous les opérateurs.

La mission du GRT consiste notamment à appeler en temps réel les installations des producteurs et les sources d'importation, sur la base de programmes établis la veille, afin de satisfaire à tout instant la demande des consommateurs, dans les meilleures conditions d'efficacité et de sécurité.

En ce qui concerne les réseaux publics de distribution, leur efficacité et leur sécurité dépendent en grande partie du fonctionnement du réseau de transport auquel ils sont reliés. Les gestionnaires des réseaux de distribution doivent donc, en coordination avec le GRT, partager certaines de ses responsabilités, et notamment celles qui concernent le maintien de l'équilibre des flux d'électricité sur les réseaux de distribution, l'appel des installations de production reliées à ces réseaux et le comptage des flux d'électricité.

Enfin, il est prévu que les tarifs d'accès aux réseaux public de transport et de distribution soient fixés à un niveau non discriminatoire et garantissent une juste rémunération du service rendu, en tenant compte des besoins de renforcement et de développement des réseaux.

L'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans le cadre du maintien d'EDF en tant qu'opérateur intégré

Le projet de loi désigne EDF comme gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Toutefois, conformément aux objectifs de transparence et de non-discrimination entre les différents acteurs du secteur de l'électricité définis par la directive, le projet de loi instaure des mécanismes

⁴ Le texte du projet de loi se trouve en annexe 5.

destinés à garantir l'absence de subventions croisées et l'indépendance du GRT au sein de l'établissement public.

- Dans la mesure où EDF dispose de droits exclusifs, une séparation comptable lui est imposée pour permettre le contrôle et la prohibition de subventions croisées à partir des activités électriques qui resteront sous monopole vers les activités qui seront ouvertes à la concurrence.

- Une ouverture loyale du secteur de l'électricité à la concurrence ne peut se faire que si le droit d'accès non discriminatoire au réseau de transport d'électricité est garanti. En ce sens, le maintien de la fonction de transport au sein d'EDF rend indispensables des dispositions destinées à garantir l'indépendance de gestion du GRT. Par les modalités de nomination du directeur du GRT et la création d'un budget propre à ce service, ainsi que par la mise en œuvre de dispositions destinées à garantir la confidentialité des informations commercialement sensibles détenues par le GRT, le projet de loi vise à garantir cette indépendance au sein de l'établissement public intégré.

Le rôle de la Commission de Régulation de l'Electricité

Le projet de loi instaure une autorité de régulation indépendante, la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) qui devra veiller à l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux publics d'électricité dans un souci de transparence, d'indépendance et d'efficacité.

La loi confie à la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), autorité administrative indépendante, la mission de garantir l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

La CRE aura une compétence exclusive pour le règlement des litiges qui concernent l'accès et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et de sanction en cas de manquement aux règles en la matière. Elle sera dotée de pouvoirs d'investigation, de règlement et de sanctions.

Enfin la CRE aura un pouvoir de proposition, notamment pour la fixation des tarifs d'accès aux réseaux, et un rôle de conseil à travers les multiples avis qu'elle sera amenée à formuler. Ses compétences réglementaires l'amèneront à préciser la réglementation générale édictée par le Gouvernement en ce qui concerne l'accès et l'utilisation des réseaux.

La CRE sera consultée sur les projets de textes réglementaires afin de mieux élaborer la réglementation répondant aux problèmes rencontrés et aux attentes des acteurs du secteur de l'électricité. La CRE pourra être associée aux négociations internationales dans le domaine de l'électricité.

La CRE proposera au gouvernement :

- les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ;
- le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité, et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- le montant des charges de «coûts échoués» et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

La CRE pourra également proposer au gouvernement des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la sécurité des réseaux.

La CRE donnera un avis sur :

- les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, les plafonds de prix de vente de l'électricité aux clients éligibles dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés et les tarifs de secours ;
- l'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat de l'énergie produite dans le cadre de l'obligation d'achat ;
- le cahier des charges de concession du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ;
- la nomination et la cessation anticipée des fonctions du directeur du GRT ;
- le schéma de développement du réseau public de transport ;
- les refus d'autorisation de construction d'une ligne directe.

La CRE sera consultée sur les projets de règlement relatifs à l'accès aux réseaux de transport et de distribution et à leur utilisation.

La CRE mettra en œuvre les appels d'offres dans les conditions décidées par le Ministre chargé de l'énergie.

La CRE approuvera les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable ainsi que les périmètres des comptes séparés.

La CRE précisera et adoptera les règlements concernant :

- les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux ;
- les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation ;
- la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts ;
- la conclusion de contrats d'achat d'énergie par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ;
- la détermination des principes déterminant les relations financières entre les activités faisant l'objet d'une séparation comptable.

La CRE aura enfin la responsabilité du règlement des litiges afférent à l'accès au réseau. Elle pourra adopter des décisions, éventuellement conservatoires, qui s'imposeront aux parties après que celles-ci auront pu faire valoir leurs arguments dans le cadre d'une procédure contradictoire. La CRE disposera de pouvoirs de sanction.

Les sanctions que peut prononcer la CRE sont, d'une part, des sanctions pécuniaires dont le maximum est fixé par le projet de loi et d'autre part, une interdiction temporaire d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Ainsi, la CRE aura un rôle essentiel au sein du système électrique, non seulement en terme d'accès au réseau (tarification, règles d'accès, régulation du GRT, règlement des litiges), mais également en termes de séparation comptable, gestion des appels d'offres et évaluation de charges diverses.

Selon le projet de loi, la CRE n'aura toutefois pas toujours l'initiative de proposer des décisions notamment sur le schéma de développement du réseau public de transport ou les refus d' autorisation de construction d' une ligne directe. Toutefois, le projet de loi amendé par Sénat propose l'approbation du schéma d'investissement par la CRE (article 14).

1.1.3. La transposition de la directive à l' étranger

Le tableau suivant récapitule les choix effectués par les différents pays de l'Union européenne pour transposer la directive. On peut y lire une certaine diversité des choix opérés par les différents pays, mais aussi une certaine convergence vers un modèle d'ailleurs assez proche de l'organisation prévue par le projet de loi français. Ainsi l'accès des tiers au réseau (ATR) est la règle (en Italie, ce système est adapté à la règle de l' acheteur unique) et il est dans la grande majorité des cas réglementé plutôt que négocié. Le choix d'une régulation indépendante s'est imposé partout sauf aux Pays Bas et en Allemagne où ces fonctions sont dévolues aux autorités chargées d'appliquer le droit de la concurrence (équivalents du Conseil de la concurrence). Seuls quatre pays sur les quinze (Est du Danemark, France, Allemagne, Luxembourg) ont choisi de conserver une intégration juridique du transporteur avec l'opérateur historique. Si l' on élargit l' analyse au-delà du contexte européen on peut observer aussi qu' aux Etats-Unis, tous les GRT sont indépendants (ISO : Independant System Operator) suivant les recommandations de la FERC.

Tableau 1
Situation des Etats membres de l'Union européenne

PAYS	SITUATION	OUVERTURE	ACCES AU RESEAU	MARCHE	REGULATION	SEPARATION JURIDIQUE DU TRANSPORT
Autriche	Transposition 7.7.98	27%	ATR réglementé		Régulation par Etat fédéral	Oui
Belgique	Transposition 22.4.99	33%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Oui
Danemark	Transposition 19.2.99	90%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Ouest Oui Est Non
Finlande	Transposition non nécessaire	100%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui
France	En cours	26%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Non
Allemagne	Transposition 29.4.98	100%	ATR négocié		Conseil de la Concurrence	Non
Grèce	Projet juillet 98 Délai de 2 ans	23%	ATR négocié		Régulateur indépendant	Oui
Irlande	Délai 1 an	28%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Oui
Italie	Transposition 16.3.99	30%	ATR réglementé	Acheteur unique	Régulateur indépendant	Oui
Luxembourg	Transposition 19.2.99	40%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Non
Portugal	Transposition 15.9.98	27% (+8% distr.)	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Oui
Espagne	Transposition 28.11.97	33%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui
Suède	Transposition non nécessaire	100%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui
Pays-Bas	Electricity act 30.6.98	33%	ATR réglementé	Pool	Conseil de la Concurrence	Oui
Royaume- Uni	Transposition non nécessaire	100%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui

1.2. LES EFFETS ATTENDUS DE L'OUVERTURE A LA CONCURRENCE DU SECTEUR ELECTRIQUE

1.2.1. Les effets attendus en France sur l' offre

Dans un système européen où les marchés nationaux demeuraient protégés, la France avait mis en œuvre une stratégie de long terme de développement de l' offre d' électricité. Nous disposons ainsi aujourd' hui d' un parc de production relativement compétitif et nous garantissant une certaine indépendance énergétique.

La directive européenne 96/92/CE favorise l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché et renforce la concurrence dans tous les pays membres à compter du 19 février 1999. Elle prévoit deux modes d'ouverture du secteur de la production d'électricité : le régime d'autorisation et la procédure d'appel d'offres.

Sous le régime d'autorisation, de nouveaux moyens de production peuvent apparaître s'ils satisfont des critères relatifs notamment à la sûreté et la sécurité du réseau, à la protection de l'environnement, à l'efficacité énergétique, à la nature des énergies primaires utilisées, aux compétences techniques, financières et économiques des opérateurs, et aux obligations de service public.

Sous le régime d'appel d'offres, les pouvoirs publics peuvent planifier de nouveaux investissements selon des procédures d'appel d'offres qui doivent être objectives, transparentes et non discriminatoires. Cela permettra à la France de continuer à orienter le développement de l' offre d' électricité et de laisser toutes les options ouvertes. Tout nouveau producteur peut répondre à ces appels d'offres.

Tableau 2
Puissances et productions en France
(année 1998, source : EDF)

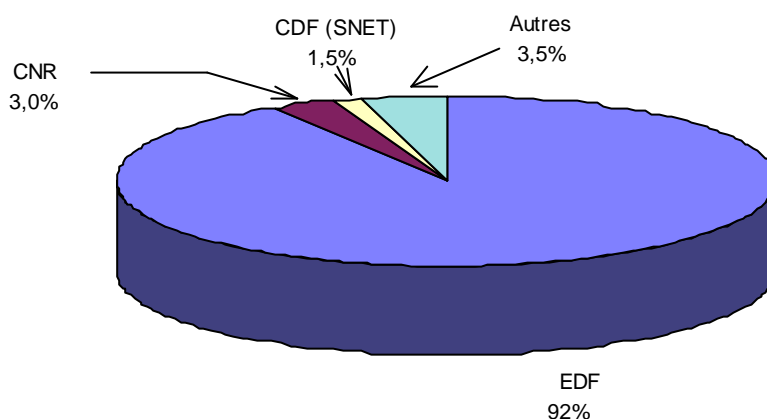
	Total	Nucléaire	Hydraulique	Thermique classique
Puissances installées (MW)	102 500	61 500	25 300	17 100
Production (TWh)	487	368	66	53

La France est elle-même caractérisée par d' importantes surcapacités de production. On remarquera que le nucléaire y joue un rôle particulier, qui s' explique par la politique industrielle mise en place après le premier choc pétrolier. Cette situation n' est pas sans influence sur l' organisation souhaitable pour le secteur électrique en France. Le développement de nouvelles capacités de production ne constitue pas un objectif *en soi*, dans la mesure où le parc français est déjà surcapacitaire. Une bonne tarification de l' accès au réseau doit rendre le marché de l' électricité «contestable» (c' est à dire offrir des conditions d' accès équitables aux nouveaux entrants potentiels), mais ceci ne signifiera pas forcément provoquer l' entrée effective de nouveaux opérateurs. Le régulateur français devra donc être suffisamment indépendant et crédible vis-à-vis de l' Etat et des opérateurs pour ne pas

avoir à donner des gages en ouvrant excessivement le marché (Cf. à ce sujet l' article de C. Henry repris dans le volume « contributions » de ce rapport).

Dans ce contexte d' excès de l' offre, l' ouverture à la concurrence pourrait conduire dans un premier temps à une forte concurrence par les prix, ceux-ci se rapprochant des coûts marginaux de court terme (essentiellement des coûts de combustible), prix qui ne permettraient pas aux producteurs d' amortir leurs centrales et qui ne seraient donc pas tenables à moyen et long terme. Cette phase de « guerre des prix » semble entamée dans plusieurs pays européens.

Figure 1
La production d' électricité en France en 1998 (487 TWh)



Source : rapports d' activité des sociétés et bilan de l' énergie électrique (DIGEC)

La concurrence entre producteurs français pourrait cependant rester assez limitée dans un premier temps :

- l' installation en France d' importantes centrales privées semble improbable compte tenu des surcapacités actuelles du parc de production national ;
- les producteurs français déjà installés (comme la CNR ou la SNET), même s' ils disposaient de davantage d' autonomie, sont peu susceptibles de concurrencer fortement EDF - Production.

Les obligations d' achat dont bénéficient actuellement certains types de production en France (énergies renouvelables, cogénération, déchets ménagers et assimilés) ont été établies pour satisfaire des objectifs de politique énergétique et environnementale. Elles n' ont pas vocation à être utilisées pour stimuler la concurrence et le développement de productions inefficaces. Bien que les prix d' achat correspondent aux coûts de développement évités de long terme qui tiennent compte d' économies de réseau, il apparaît à cet égard indispensable - comme le prévoit le projet de loi - de séparer clairement :

- les objectifs de politiques énergétique et environnementale et leurs financements (obligations d'achat intégrées dans les missions de service public, dont le coût est supporté par un fonds ad hoc) ;
- la tarification du transport, qui doit être la même pour tous les acteurs (cf. contributions de MM. Laffont et Tirole).

C'est donc d'abord à travers les importations que pourra se développer la «contestabilité» du marché français et la concurrence à court terme. A cet égard la tarification des transports internationaux d'électricité jouera un rôle décisif. Des tarifs trop élevés appliqués pour les importations et les exportations, s'ils peuvent se justifier à court terme par les limites existantes sur les capacités physiques des infrastructures de transport, risquent de ralentir significativement l'évolution du marché de l'électricité, et ce d'autant plus si une limitation réglementaire du négoce en France vient handicaper les nouveaux entrants qui, pour compléter leur offre, devront faire appel à des fournisseurs étrangers.

En dépit de ces contraintes on ne peut pas exclure des mouvements de prix importants, fondés sur les coûts marginaux de court terme, pendant les premiers mois.

Cette phase de forte concurrence par les prix ne devrait pas durer longtemps. Les opérateurs seront amenés à déclasser les centrales les moins performantes et seront attentifs à ne pas construire de nouveaux outils de production non performants. La baisse des prix et l'amélioration de la qualité de l'offre stimuleront également la demande, ce qui permettra de trouver un nouvel équilibre.

Il est donc raisonnable de penser qu'une fois les surcapacités disparues, les prix s'orienteront vers les coûts marginaux de long terme et permettront aux opérateurs de retrouver leur équilibre financier. Mais, il est aussi probable que la concentration des producteurs sur le marché européen aura été accrue.

Tableau 3

L'ordre de grandeur des coûts de production (en cF/kWh)

Modes de production	Coût marginal de court terme	Coût moyen
Nucléaire	8	17 à 23
Gaz	11	18 à 27

Source : Digec (fourchette de coûts résultant de différentes hypothèses sur le taux d'actualisation, la date de mise en service, le prix des combustibles, etc.)

Le prix de vente d'EDF aux grands clients éligibles est actuellement d'environ 21 cF/kWh. Si un marché concurrentiel assaini se met rapidement en place, les prix pourraient converger vers des coûts de production de l'ordre de 17-18cF/kWh environ, soit une baisse de 20% des tarifs. En pratique, on constate d'ores et déjà des prix plus bas, de l'ordre de 15cF/kWh. Comme expliqué précédemment, des niveaux de prix si bas ne semblent pas soutenables à long terme.

Au total, l'arrivée de nouveaux producteurs et l'élargissement de la concurrence devraient avoir les effets suivants :

- une baisse des prix de marché et une amélioration de la qualité sous la pression de la concurrence ;
- des échanges intraeuropéens plus nombreux et une meilleure intégration du marché de l'électricité ;
- un déclassement des moyens de production peu compétitifs ;
- une diversification de l'offre qui pourrait passer par des offres multi-énergies ou par des offres de services liés à l'offre d'énergie ;
- une meilleure intégration avec le marché des autres énergies, en particulier du gaz (pour lequel la directive 98/30/CE a été adoptée le 22 juin 1998).

1.2.2. Les effets attendus en France pour les consommateurs d'électricité

Tableau 4
Statistiques de consommation 1998

Seuil	Consommation en GWh	Dont auto-consommation ⁽¹⁾ en GWh	Nombre de sites	Part de la consommation française 1998
100 Gwh	87 263	10 929	196	22,2%
40 Gwh	102 574	11 763	449	26,18%
20 Gwh	115 375	11 882	917	29,3%
9 Gwh	132 549	11 890	2 213	33,7%

(1) Les volumes d'autoconsommation sont difficiles à estimer finement, tout particulièrement pour les clients raccordés en moyenne ou basse tension et encore plus spécifiquement pour les clients des distributeurs non nationalisés. Il n'est donc pas exclu que quelques sites supplémentaires doivent être rajoutés à ce décompte, en particulier pour les seuils de 20 et 9 GWh.

Du côté de la demande, les consommateurs éligibles – qui sont en général des industries pour lesquelles la consommation d'électricité constitue une part importante des coûts de production - devraient bénéficier de la baisse du prix de l'électricité et ainsi alléger leur facture énergétique. Ceci implique pour ces entreprises une baisse significative des coûts, puisque dans certains secteurs l'énergie représente jusqu'à 60% des coûts de production. Il en résultera une amélioration de la compétitivité de ces industries, car les éligibles sont pour la grande majorité des industriels soumis à la concurrence internationale, y compris celle de pays extérieurs à l'Union européenne. On peut donc s'attendre à une hausse de la demande extérieure adressée aux éligibles. A cet effet devrait s'ajouter l'effet positif qu'aura un bas prix de l'électricité sur les décisions de localisation des entreprises. Les clients éligibles disposant de différents sites de production en Europe ont généralement une taille suffisante pour être déjà pleinement impliqués dans l'évolution du marché européen. Ils concentreront donc progressivement leurs activités dans les zones où l'énergie est la moins coûteuse.

«Les principaux secteurs industriels consommateurs d'électricité»

- Sidérurgie
- Industrie du papier carton
- Production de métaux non ferreux
- Industries chimiques (organique et minérale)
- Fonderie, travail des métaux
- Matériel de transport terrestre
- Construction électrique et électronique
- Transformation des matières plastiques
- Plastiques, caoutchouc synthétique et autre élastomères
- Construction mécanique
- Transformation de l'acier
- Industrie du verre

Source : Digec 1999

Les clients éligibles bénéficieront de prix plus bas mais aussi d'offres modifiées en termes de services, grâce aux possibilités d'offres globales. La fourniture du simple kWh électrique sera sans doute être incorporée à une offre globale de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité. Un client pourra par exemple passer un contrat de fourniture d'électricité qui comprendra la gestion de ses installations électriques.

La baisse des coûts de production pour les éligibles se traduira par une baisse de leurs propres prix et une augmentation de leur activité dans l'ensemble de l'Union européenne et, plus particulièrement, dans les pays où la baisse des prix de l'électricité aura été la plus forte. Les effets bénéfiques d'une industrie électrique plus compétitive se diffuseront donc dans l'ensemble de l'économie.

En ce qui concerne les effets sur l'emploi, dans le secteur électrique, l'augmentation de la demande devrait s'accompagner de gains de productivité, et la résultante de ces deux effets est ambiguë. En revanche, l'augmentation de l'activité dans les autres secteurs, notamment ceux où opèrent les éligibles, aura un effet certainement positif sur l'emploi. Au total la diffusion des gains de compétitivité (baisse des coûts de production) devrait garantir que l'ouverture à la concurrence électrique aura un effet global positif sur l'emploi dans l'ensemble de l'économie.

La baisse des coûts de la production d'électricité profitera aussi aux consommateurs non éligibles dont les tarifs devront refléter l'évolution des coûts. Les principes de tarification qui permettront d'obtenir ce résultat seront examinés par le groupe de travail dans un second temps. Les ménages verront donc leur pouvoir d'achat augmenter, ce qui sera aussi favorable à la croissance de l'activité et de l'emploi.

1.3. L'ARCHITECTURE DE LA REGULATION

Le secteur de l'électricité n'est pas le premier grand secteur de réseau qui s'ouvre à la concurrence. Le fait que l'opérateur historique y conserve une forte position dominante et qu'il y exerce des missions de service public n'est pas unique non plus, ni la perspective de déléguer dans un tel contexte à une autorité indépendante des compétences de régulation économique. Le secteur des télécommunications présentait les mêmes caractéristiques. De plus les solutions retenues pour l'organisation des secteurs présentent de fortes similitudes. Dans ces conditions, la comparaison (cf. Bureau et Curien, 1999) a priori des deux dispositifs constitue un point d'entrée fructueux pour appréhender les problèmes de réglementation qui devront être réglés en aval de la LMDSPE. Une telle comparaison est en particulier utile pour faire la distinction entre, d'une part, ce qui relève de problèmes communs rencontrés lors de tout processus d'ouverture à la concurrence (pour lesquels on pourra utiliser l'expérience acquise dans d'autres secteurs) et, d'autre part, ce qui relève spécifiquement du secteur électrique, ou qui y prend une acuité particulière.

1.3.1. Les enseignements tirés de la libéralisation d' autres secteurs de réseau

La comparaison des lois organisant respectivement les marchés des télécommunications et celui de l'électricité met en évidence de nombreux points communs :

- l'intégration des activités des entreprises publiques n'est pas remise en cause.
- l'ouverture du marché procède d'un mécanisme d'accès des tiers au réseau (ATR) réglementé.
- le rôle des régulateurs sectoriels se focalise sur les conditions d'accès au réseau, et sur l'évaluation des coûts (nets) des obligations de service public remboursés à l'opérateur historique, qui demeure en général fournisseur exclusif des missions correspondantes.
- le rôle des autorités de la concurrence est affirmé, la compétence des régulateurs sectoriels pour régler les litiges entre opérateurs concernant essentiellement ceux liés à l'accès. Pour assurer la cohérence des décisions des autorités de la concurrence et des régulateurs sectoriels, la même instance d'appel est retenue (Cour d'appel de Paris).
- lorsque demeure une réglementation des prix de détail, celle-ci est du ressort du gouvernement.

Pour une part, la proximité des deux modèles d'organisation s'explique par le fait que la réglementation du secteur électrique doit résoudre le même type de problème que celui que l'on rencontre dans toutes les industries de réseau qui s'ouvrent à la concurrence : l'opérateur historique du réseau peut utiliser les conditions d'accès pour maintenir et abuser de sa position dominante sur les secteurs où devraient normalement s'exercer la concurrence. Dans la mesure où il apparaît exclu de dupliquer certains de ces réseaux, la solution la plus simple serait alors d'instituer une certaine désintégration verticale de l'opérateur historique, les gestionnaires des segments monopolistiques étant écartés des segments concurrentiels. Cette solution n'a toutefois pas été retenue en France par le projet actuel de LMDSPE, bien que ce soit l'option adoptée dans d'autres pays de l'Union européenne.

Pour autant, les schémas d'organisation qui ont été retenus dans les deux secteurs de l'électricité et des télécommunications ne découlent pas d'un modèle qui aurait été préétabli. A chaque fois, le recours à des autorités sectorielles indépendantes ne s'est imposé comme la solution adaptée que progressivement, dans le cadre de processus de libéralisation dont le calendrier et certaines modalités, étaient fixés par les directives communautaires. Chacun des deux secteurs a ainsi été traité comme un cas spécifique.

1.3.2. Une ouverture et une croissance du marché moindres dans le cas de l'électricité

Alors que la libéralisation des télécommunications avait pris place au moment où un consensus émergeait sur les conditions d'organisation de ce secteur, notamment sur l'idée que l'ensemble de ces composantes, de la boucle locale à la longue distance, devraient être ouvertes à la concurrence, l'ampleur de l'ouverture souhaitable pour le secteur électrique, et ses modalités sont demeurées controversées. En France, l'ouverture sera vraisemblablement limitée à moyen terme, puisque seuls les plus gros consommateurs seront éligibles, les seuils retenus visant à satisfaire à minima les contraintes de la directive. Le ralliement à la solution de l'ATR réglementé a par ailleurs été tardif et probablement déterminé par défaut, une fois constaté le fait que le recours à l'option alternative (consistant à organiser une bourse d'échanges centralisée) aurait nécessité de désintégrer verticalement EDF, et de reconstituer à part une compétence de Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT).

Contrairement au cas des télécommunications où l'on envisage une «symétrisation» progressive du marché, les différents opérateurs investissant dans les infrastructures si bien que l'interconnexion tendra à devenir réciproque, on conserve dans le secteur de l'électricité une organisation plus traditionnelle où seule la production est ouverte à la concurrence. Dès lors que les réseaux de transport et de distribution demeurent de purs monopoles publics, la solution consistant à désintégrer l'opérateur historique était donc possible. Avoir écarté cette solution joue un rôle déterminant pour l'organisation du secteur en France et pour l'analyse qui a été conduite par le groupe d'expertise, non seulement à cause des problèmes d'accès, mais aussi à cause de la régulation des tarifs aux non éligibles. Par exemple, l'absence de marché organisé de l'électricité en France («pool») ne permettra pas de faire apparaître un prix de marché du kWh, prix de marché qui aurait autrement pu être utilisé pour évaluer les coûts de production et fonder le tarif aux clients captifs.

La question du maintien de l'intégration technique d'EDF, et notamment de celle entre production et transport, est cependant complexe, indépendamment même de ses enjeux manifestement non économiques. En revanche, le choix de l'ATR réglementé apparaît justifié économiquement. En effet, on observe que les marchés de gros, lorsqu'ils existent («pool» anglais, Nordpool scandinave), fonctionnent en fait du jour pour le lendemain, l'équilibre des prix y étant réalisé sur des anticipations de la situation qui s'établira le jour suivant. L'équilibre en temps réel des flux demeure réalisé en revanche dans le cadre d'une gestion «technique» du «dispatching». La proposition originelle d'acheteur unique faite par la France au moment où s'élaborait la directive visait à faciliter l'optimisation globale de l'utilisation des équipements disponibles, en mettant en concurrence les producteurs, puis en gérant ensuite de manière centralisée, l'équilibre en temps réel du système. Le système britannique du «pool» s'apparente à ce modèle, les producteurs vendant obligatoirement au «pool», puis se trouvant soumis à l'autorité du gestionnaire du réseau, une fois leurs prix et coûts annoncés. Cette organisation n'a pas cependant démontré de manière éclatante sa supériorité, d'une

part parce que l'optimisation économique demeure réalisée sur un marché virtuel simulé ; d'autre part parce qu'un tel marché reste manifestement soumis à des comportements monopolistiques (certains producteurs disposant de très importantes positions dominantes). Dans ces conditions, il n'est pas évident que l'on minimise ainsi les coûts mieux que dans le schéma d'accès au réseau (correctement organisé et régulé), où le jeu de la concurrence entre producteurs pourrait être finalement plus effectif.

La pondération de ces arguments économiques en faveur de l'ATR réglementé ou du «pool» risque cependant d'évoluer, et il importe que la réglementation qui sera mise en place ne soit pas trop en retard par rapport à ces évolutions. En effet, le développement rapide d'instruments recourant à l'informatique et aux télécommunications pour gérer le réseau relativise sans doute à terme l'ampleur des synergies verticales au sein d'EDF qui pourraient être mises en avant aujourd'hui pour conserver son intégration. Il semble par ailleurs que les schémas d'organisation qui se dessinent à l'étranger tendent à combiner l'ATR et les marchés de gros. Ceux-ci apparaissent essentiels non seulement pour servir de support aux marchés «financiers» qui en sont ensuite dérivés et permettent aux acteurs de se couvrir contre les différents aléas sur l'offre et la demande inhérents au fonctionnement des marchés de l'électricité, mais aussi pour établir un équilibre instantané efficace dans lequel les prix de l'électricité sont différenciés à chaque nœud du réseau.

1.3.3. Le partage des tâches de régulation entre différentes entités appelées à coopérer

La loi électrique sépare clairement les compétences de régulation :

- le rôle du Gouvernement, qui est en charge de la définition des missions de service public de l'électricité, de la politique énergétique et du cadre réglementaire général, conformément aux principes du service public en France, tels qu'ils ont été rappelés notamment par le rapport Denoix de Saint-Marc⁵ ;
- et celui de l'autorité de régulation (CRE), à qui il incombera de s'assurer du bon fonctionnement concurrentiel du marché, et de réguler l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution dans un contexte où l'opérateur principal demeure intégré.

Suivant la LMDSPE, le rôle principal de la CRE sera de déterminer les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité, ainsi que le montant des charges imputables aux missions de service public. De manière plus précise, celle-ci fera des propositions que le gouvernement pourra accepter ou rejeter, sans possibilité de les amender. La CRE sera par ailleurs consultée sur les tarifs de détail fixés par le Gouvernement pour les consommateurs captifs, sur les cahiers des charges de concession des réseaux, sur les projets de règlements concernant ceux-ci (dont elle peut préciser ensuite l'application), et sur le schéma de développement des réseaux. Elle mettra en œuvre les appels d'offres visant à assurer le développement de capacités de production conformes aux objectifs de la politique énergétique. Elle s'assurera que les comptes, notamment ceux d'EDF, satisfont les principes de séparation comptable. Elle disposera enfin, des pouvoirs permettant de régler les litiges liés à l'accès aux réseaux.

⁵ Denoix de Saint-Marc, Rapport au Premier Ministre sur le Service public, 1996 (La documentation française, collection des rapports officiels).

Si l'on compare ces dispositions avec celles retenues pour le secteur des télécommunications, les compétences de l'ART et celles de la CRE apparaissent assez proches. Certains écarts traduisent les spécificités des deux marchés : compte tenu de la structure verticale du marché de l'électricité (monopole du GRT), il apparaît naturel - par exemple - de concevoir la tarification de l'utilisation des réseaux d'électricité comme un tarif public réglementé, alors que dans le contexte des télécommunications où l'on envisageait des interconnexions réciproques, l'ART contrôle les catalogues d'interconnexion d'un ensemble d'opérateurs qui peut ne pas se réduire à l'opérateur historique. Une comparaison plus approfondie des compétences dévolues aux deux autorités conduit cependant à observer que celles de la CRE sont plus strictement délimitées, au bénéfice des autorités de la concurrence (pour ce qui concerne les litiges autres que ceux liés à l'accès), et surtout au bénéfice du gouvernement, dont non seulement la compétence en matière d'élaboration du cadre réglementaire général mais également la compétence tarifaire se trouvent confortées (fixation des tarifs aux captifs, etc.).

La LMDSPE établit ainsi une affectation stricte des compétences entre les différentes parties prenantes de la régulation : les autorités de la concurrence traitent des pratiques anticoncurrentielles sur le marché de la production ; la CRE s'occupe des questions d'accès aux réseaux électriques ; le gouvernement conserve ses prérogatives en matière de régulation tarifaire.

Cette organisation a cependant des contreparties en termes de coûts d'information et de coordination. L'efficacité de la régulation dépendra en effet de la capacité des autorités concernées à obtenir l'accès aux informations qui leur sont nécessaires. La CRE (qui est directement impliquée dans l'équilibrage du marché) devrait disposer de davantage de facilités que les autres instances, y compris sur des sujets qui les intéressent également (comme l'évaluation des gains de productivité pour fixer les évolutions tarifaires par exemple). Enfin, on verra à propos de la tarification aux captifs que la question des distorsions de concurrence concerne l'ensemble des autorités de régulation.

Dans ces conditions, la régulation du marché de l'électricité ne pourra être efficace que si ses différentes composantes arrivent à trouver des modes de travail coopératifs ; et que si la CRE qui se trouve au cœur du dispositif joue pleinement son rôle, non seulement en matière d'accès, mais aussi de dissociation comptable et d'investigation, pour faciliter la détection des pratiques anticoncurrentielles et leur examen.

1.4. LES SPECIFICITES DU SECTEUR ELECTRIQUE ET DU CAS FRANÇAIS

Si l'organisation générale retenue comme modèle d'organisation du marché pour le secteur électrique est suffisamment proche de celle actuellement en place dans le secteur des télécommunications pour en utiliser le retour d'expérience, sa mise en œuvre dans le secteur électrique rencontre des problèmes spécifiques, tenant à la fois aux caractéristiques intrinsèques du secteur électrique, et à celles plus particulières du secteur électrique français dans sa situation actuelle.

1.4.1. Le poids des contraintes techniques propres au secteur électrique

L'organisation du système électrique doit en effet prendre en compte deux données techniques principales : l'électricité ne se stocke pas, ce qui impose un équilibrage instantané de l'offre et de la demande sur le réseau de transport (sans possibilité de stockage pour lisser les écarts) ; la déconnexion entre les flux physiques enregistrés sur le réseau et les contrats commerciaux qui sont passés par ailleurs. Les déséquilibres entre offre et demande ne peuvent être soldés simplement compte tenu de la vitesse de propagation de l'électricité, ce qui conduit à attacher une attention particulière dans ce cas à l'équilibre instantané du réseau, qui doit à la fois respecter des règles de sécurité, et assurer aussi l'appel en priorité des centrales dont les coûts de combustibles sont les plus faibles.

Dans le cas des télécommunications, l'analogue de ces préoccupations se trouvait dans la définition de règles d'accès au réseau non discriminatoires. Mais l'organisation du fonctionnement à court terme des réseaux était abordée comme un problème essentiellement technico-juridique, sans interaction forte avec la régulation tarifaire de l'interconnexion, qui se focalisait essentiellement sur le long terme. Dans le contexte de marchés en croissance rapide, le point essentiel apparaissait en effet de bien refléter dans les tarifs d'interconnexion les coûts induits de renforcement et de développement des réseaux, que l'on pouvait approcher au travers de coûts moyens incrémentaux de long terme (CMILT) ou en fonction de la distance de l'appel.

Cette préoccupation d'orientation à long terme est évidemment présente dans le cas de l'électricité. Mais elle se heurte à deux difficultés :

- l'utilisation qui est faite du réseau par un contrat particulier affecte essentiellement la proximité des points d'injection et de soutirage, sauf au moment où les déséquilibres des zones concernées deviennent plus importants. L'équivalent des CMILT est donc ici plus difficile à mesurer, car la distance du contrat ne reflète pas la fraction du réseau utilisée qui devrait être prise en compte pour calculer des CMILT.
- la croissance de la demande d'électricité est beaucoup moins forte, et les réseaux disposent souvent de réserves de capacités. Dans ces conditions, les coûts de long terme du réseau sont moins immédiatement représentatifs des coûts engendrés par son utilisation.

Par ailleurs, la régulation économique doit se préoccuper de l'efficacité à court terme de la gestion du réseau. Pour cela il faut que l'équilibre programmé en J-1 (le jour pour le lendemain) appelle en priorité les centrales les plus efficaces, et qu'il en aille de même dans la gestion des écarts. Dans les deux cas, ceci nécessite que le GRT dispose d'un certain pouvoir de «redispatching» par rapport

aux propositions des producteurs, et que les règles qu' il applique pour cela minimisent les coûts totaux du système électrique.

Dans l' ancienne organisation, l' optimisation en J-1, par exemple, est assurée par EDF qui minimise les coûts totaux de production plus ceux des pertes. Lorsque les marchés se seront développés, on pourra envisager pour différentes nouvelles solutions dans lesquelles, soit les opérateurs seront eux-mêmes chargés de compenser leurs pertes, soit le GRT assurera cette tâche en achetant des compensations sur les marchés, et en reflétant les coûts correspondants dans le cadre de tarifs de transport différenciés.

Dès la phase d' installation du marché on peut faire l' hypothèse que la concurrence poussera les opérateurs à sélectionner les centrales les plus efficaces. Toutefois, celles-ci ne seront optimales dans la dimension géographique que si EDF a intérêt, d' une manière ou d' une autre, à poursuivre cette minimisation de coût global, y compris compensation des pertes. Ceci peut résulter, soit d' une forfaitisation de la rémunération du GRT pour cette fonction de gestion des pertes - auquel cas EDF aura intérêt à rechercher le meilleur équilibre production/consommation par zone -, soit de procédures de «redispaching» sur des bases économiques par le GRT, sous le contrôle de la CRE. Compte tenu de la position dominante d' EDF, les prix de transfert avec EDF - Production doivent alors être mandatés par le régulateur.

1.4.2. Les enjeux de l' intégration d' EDF

La contrepartie au maintien de l' intégration technique, et au fait que c' est seulement par l' accès des éligibles que se concrétise l' ouverture à la concurrence, est la régulation nécessaire et forte, dans des conditions non discriminatoires, et aussi transparentes que possible, de l' accès au réseau. Il faudra aussi que la régulation des prix soit totalement séparée de l' exercice des fonctions d' actionnariat d' EDF. De plus, il importe que les conflits inévitables entre opérateurs soient résolus dans la perspective d' établir une «jurisprudence», ce qui suppose un fort degré d' indépendance du régulateur vis-à-vis des pressions multiples qui ne manquent pas de s' exercer dans tout contexte de libéralisation d' une activité de réseau.

Une telle régulation s' exerçant par délégation, dans le cadre réglementaire défini par les pouvoirs publics n' est pas un obstacle à la poursuite de missions de service public ou d' une politique énergétique, dès lors : que la réglementation en a fixé le cadre ; que celles-ci sont strictement identifiées ; compensées à hauteur de leur coût net pour l' opérateur concerné ; et financées dans des conditions neutres pour le fonctionnement de la concurrence.

En d' autres termes, il convient de distinguer nettement entre ce qui relève de la régulation du secteur, pour assurer la transition vers la concurrence, et la fourniture de missions particulières dont l' intérêt social est établi, mais que le marché ne peut offrir spontanément. Ceci n' empêche pas que la concurrence peut aussi être utilisée pour assurer ces dernières fournitures, en les mettant aux enchères (à la moindre subvention par exemple). Le point essentiel est cependant de ne pas mélanger les deux types d' intervention de la régulation, qui doivent en effet recourir à des instruments nettement spécialisés, contrairement à la période récente où l' obligation d' achat semble avoir voulu atteindre simultanément deux objectifs : favoriser la concurrence et développer certains types d' équipements dans une perspective environnementale. En tout état de cause cette approche est

aujourd' hui obsolète, le développement de la concurrence pouvant et devant s' appuyer sur l' accès au réseau dans des conditions non discriminatoires.

Les compétences reconnues au régulateur de l' électricité dans le projet de LDMSPE traduisent essentiellement la reconnaissance de ces contraintes. Celles-ci ne pourront cependant pas s' exercer «a minima», compte tenu des multiples possibilités d' abus de sa position dominante que recèle le maintien de l' intégration complète d' EDF. A ce propos, Henry (1999) considère que le maintien de l' option nucléaire n' est possible qu' en s' appuyant sur une entreprise publique, intégrée et forte. Mais il souligne qu' il découle de cette situation qu' EDF doit être régulé de manière d' autant plus rigoureuse et indépendante.

On peut en effet parler de « triple intégration » voire de quadruple si l' on prend en compte les possibilités de diversification. La première forme d' intégration est en effet celle, déjà évoquée, entre la production et les réseaux de transport et de distribution d' électricité, dont on a souligné l' enjeu concurrentiel (ces réseaux constituent une infrastructure essentielle). La seconde, plus spécifique à ce secteur, résulte de l' intégration commerciale d' EDF vis-à-vis des deux marchés qui se trouvent cloisonnés par la réglementation : marché des éligibles ouvert à la concurrence, et marché réservé des consommateurs captifs. Il en résulte que la régulation tarifaire de la fourniture d' électricité à ces clients captifs devra à la fois résoudre les problèmes classiques de régulation des monopoles publics, pour s' assurer que les intérêts du consommateur sont suffisamment pris en compte, et vérifier également que les tarifs correspondants ne distordent pas indirectement les conditions de concurrence sur le marché ouvert des consommateurs éligibles. Enfin, et c' est la troisième intégration, il faut souligner qu' EDF conserve l' intégralité de son parc de production, qu' il soit nucléaire, thermique ou hydraulique, l' option consistant à accélérer le développement de la concurrence en la créant à partir de l' opérateur historique (soit en l' éclatant entre plusieurs entités - comme en Angleterre - soit en imposant à celui-ci de remettre sur le marché certains de ses moyens de production - comme cela est prévu en Italie) n' ayant pas été retenue.

1.4.3. Les surcapacités du parc de production français

Le parc d' EDF, transitoirement excédentaire, a une structure qui apparaît aujourd' hui, compte tenu de l' évolution des prix des combustibles, nettement biaisée vers le nucléaire, c' est-à-dire le type d' équipement dont les coûts d' installation sont les plus élevés, et les coûts variables les plus faibles. Cette situation va rendre très sensible et plus délicate l' analyse des subventions croisées au sein d' EDF : sensible, parce que dans un contexte général de surcapacités en Europe, l' ouverture à la concurrence devrait produire une restructuration du marché plutôt qu' un changement d' échelle de celui-ci, ce qui peut passer par des phases aiguës de guerre des prix ; délicate parce que l' on se trouve confronté à problème de définition des règles d' imputation des coûts des équipements, qui, en théorie, ne devrait pas se poser.

En effet, on ne commet pas d' erreur grossière dans l' analyse du parc de production électrique hors hydraulique quand on résume les caractéristiques économiques des différents équipements de production à des coûts d' investissements et d' exploitation que l' on rapporte à la puissance installée, et à des coûts proportionnels aux kWh produits (coûts proportionnels dont l' élément principal est le coût de combustible). Ceci revient à estimer que l' on peut supposer les économies d' échelle épuisées au niveau de l' ensemble du parc.

Dans un tel contexte, un résultat important est, qu' à l' optimum, la tarification marginaliste telle qu' elle a été étudiée par Boiteux dès 1949, et qui fait payer aux usagers hors pointe les coûts proportionnels, et à la pointe les coûts de capacité des équipements marginaux utilisés, est équivalente à une tarification au coût de développement -c' est-à-dire intégrant l' impact des réorganisations du parc à moyen terme induites pour satisfaire ce supplément de demande. De plus celle-ci assure l' équilibre financier de l' opérateur concerné.

Si le parc est adapté, il n' est donc pas besoin de définir de règle particulière d' imputation des équipements entre consommateurs éligibles et captifs, la tarification marginaliste suffisant, et étant exempte de subventions croisées. Imaginer une séparation physique du parc de production suivant le type de marché serait alors inutile, en plus d' être dangereux puisque cela empêcherait d' utiliser au mieux le parc disponible pour satisfaire l' ensemble des demandes. Bien évidemment ce dernier argument vaut quel que soit le degré d' adaptation du parc, ce qui exclut d' envisager ce type d' approche, dont la mise en œuvre supposerait d' ailleurs d' avoir résolu le problème, incontournable dans un contexte de surcapacité et de surcapitalisation du parc disponible, qui est de définir une règle d' imputation de ces suréquipements.

En effet, la tarification marginaliste de court terme est alors inférieure à la tarification au coût de développement. De plus, même cette dernière référence demeure incompatible avec l' équilibre financier de l' opérateur, sauf si concomitamment des éléments favorables, tels qu' un désendettement passé accéléré, ont permis de rétablir l' équilibre. En d' autres termes, l' état actuel du parc d' EDF complique les problèmes de régulation économique au moment de l' ouverture à la concurrence. En conséquence, celle-ci ne pourra uniquement se focaliser sur les problèmes d' accès aux réseaux, qui sont pourtant déjà très importants compte tenu de leur complexité.

1.4.4. Régulation et «gouvernance» d' EDF

La dichotomie qui va marquer le marché français de l' électricité avec une séparation durable entre, d' une part, une organisation concurrentielle pour une fraction de la clientèle et, d' autre part, une organisation monopolistique pour l' autre partie de la clientèle, constitue une situation tout à fait particulière.

Certes, ce fut par exemple le cas lors de l' ouverture à la concurrence des marchés aériens et des télécommunications, mais la frontière entre les deux types concomitants d' organisation industrielle correspondait alors soit à une séparation géographique des biens (introduction de la concurrence sur quelques lignes aériennes, maintien du monopole historique sur les autres), soit à une séparation entre types de service différents (introduction de la concurrence sur la téléphonie mobile, monopole sur la téléphonie fixe). De plus ces frontières étaient dans les deux cas appelées à évoluer rapidement dans le sens d' une ouverture totale à la concurrence. Jamais la dichotomie du marché n' avait été envisagée durablement pour un bien aussi facilement transférable et indifférencié que le kWh électrique.

L' expérience issue d' autres secteurs industriels que celui de l' électricité s' avère ainsi difficile à utiliser pour déterminer une règle de tarification à la fraction captive du marché électrique français. Par ailleurs, peu de réflexions théoriques permettent d' éclairer ce problème. Cependant la nécessité d' établir une règle robuste pour la tarification de l' électricité aux captifs est d' autant plus vive que

l'organisation du secteur électrique français risque de soumettre le monopole historique EDF à une suspicion permanente.

En effet, le retard pris par la France dans la transposition de la directive électricité, l'ouverture à minima du marché intérieur français, le rôle de l'Etat français (à la fois propriétaire d'EDF et responsable d'une partie de la régulation - comprenant notamment la tarification aux captifs), la puissance d'EDF (qui est le premier producteur mondial d'électricité et qui part d'une position de monopole sur le territoire français), le maintien de multiples intégrations au sein de l'entreprise font craindre à ses concurrents sur le marché des éligibles qu'EDF puisse profiter de sa position sur le marché des captifs pour distordre la concurrence.

Il est donc indispensable d'établir une méthode de tarification aux captifs qui écarte les suspicions a priori sur les subventions croisées qu'EDF pourrait pratiquer entre ses deux catégories de clients et sur les risques de pratiques prédatrices sur le marché ouvert.

L'existence d'une frontière d'éligibilité variable entre les deux marchés est en outre source de complications supplémentaires.

L'examen des méthodes appliquées à l'étranger pour résoudre le problème de la tarification aux non éligibles montre en effet que la dichotomie du marché n'est le plus souvent que provisoire. Les pressions exercées par les clients au seuil d'éligibilité, les gains issus de la concurrence, les difficultés à gérer une frontière quelque peu artificielle entre deux marchés séparés, la naissance de marchés spots et les facilités de négoce de l'électricité, et enfin l'effet de contagion des pays ayant ouvert intégralement leur marché conduisent à envisager à terme une libéralisation plus large du marché national de l'électricité.

En Europe, le marché est déjà ouvert à 100% en Finlande, Allemagne, Suède, Angleterre, Pays de Galles, Norvège.

Il est légalement prévu qu'il le soit avant 2002 au Danemark, et avant 2007 au Pays Bas et en Espagne. Elle devra dépasser 40% en 2002 en Italie.

Des ouvertures plus limitées sont prévues en Autriche (35% en 2003), Belgique (40%), Grèce (23%), Irlande (28%), Luxembourg (40%). Au Portugal, les distributeurs seront éligibles pour 33% de leurs besoins en 2001.

La dichotomie du marché français pourrait cependant évoluer (d'ici une dizaine d'années) vers une plus large ouverture à la concurrence. Cette évolution du marché pourrait aussi être accélérée par une nouvelle directive électricité à venir, dont l'éventualité doit donc être prise en compte dans la réflexion en cours.

Les rôles joués par l'Etat

L'affirmation, au sein de la régulation, des intérêts des consommateurs captifs est éminemment conflictuelle avec les objectifs défendus par l'Etat en tant qu'actionnaire. Dans le cas des télécommunications, ce problème s'était trouvé allégé par le fait, d'une part, que tous les segments de marché étaient potentiellement ouverts à la concurrence et, d'autre part, par l'ouverture du capital de France Télécom. La situation du secteur électrique est ici toute différente et l'on voit mal comment la même tutelle pourrait, sans s'être strictement organisée dans cette perspective, être à la fois l'avocat du consommateur, et jouer un rôle d'actionnaire. Une séparation des rôles de régulateur et d'actionnaire est nécessaire pour garantir l'efficacité de la régulation. Elle serait aussi gage de

l'efficacité de la «gouvernance» de l'opérateur historique. Une bonne «gouvernance» d'EDF est ainsi déterminante pour assurer la réussite de l'organisation voulue par la LDMSPE, qui suppose qu'EDF adopte un comportement d'entrepreneur «normal»⁶, permettant de juger de son comportement concurrentiel suivant les termes normaux de droit commun de la concurrence.

⁶ Cherchant à maximiser son profit et non pas la part de marché, la masse salariale, ou le chiffre d'affaires, etc.

2. LA TARIFICATION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

2.1. LES QUESTIONS SOULEVEES PAR L' ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES

2.1.1. L' enjeu de l' accès aux réseaux

Dès lors que le projet de loi de «modernisation et de développement du service public de l'électricité» privilégie la solution de l'accès des tiers au réseau (ATR) réglementé, et non un système de «pool» centralisateur qui aurait sans doute nécessité une scission d'EDF, les conditions d'accès aux réseaux, notamment la tarification du transport, constituent un élément déterminant pour le développement efficace du marché de l'électricité. Les premières observations disponibles des processus de libéralisation de ce secteur, et la perspective des gains que pourrait apporter en Europe l'application de la directive 96/92 définissant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, suggèrent en effet que ces tarifs peuvent, selon les niveaux et modalités qui seront retenus, constituer un obstacle fort au bon fonctionnement du marché, ou au contraire être un facteur de sa «contestabilité». La tarification du transport peut par ailleurs favoriser ou non la bonne utilisation des réseaux et leur sécurité et jouer un rôle favorable, ou néfaste, vis-à-vis du développement et de la localisation de nouvelles capacités.

L'examen des expériences étrangères montre une relative diversité des solutions retenues jusqu'à présent en ce domaine. Celle-ci apparaît plus forte que ce qui avait été observé pour la tarification de l'interconnexion dans les télécommunications, où le concept de «coût moyen incrémental de long terme» a rapidement constitué la référence commune. L'absence de référence équivalente dans le domaine de l'électricité a sans doute plusieurs raisons. La première réside dans le fait que l'on en est encore à une phase de tâtonnement. Mais celle-ci pourrait converger assez vite maintenant compte tenu de l'accélération en cours des débats sur les échanges internationaux, dont témoignent les travaux de la Commission, des régulateurs (discussions de Florence), etc. Ces études apparaissent essentielles car, à l'exception de situations particulières où la concurrence nouvelle proviendra de centrales à gaz ou d'installations de cogénération, c'est d'abord par les échanges internationaux que s'introduira probablement la dynamique concurrentielle sur ce marché en France. D'autres raisons peuvent expliquer cette diversité des situations observées en matière de tarification du transport : des situations différentes des marchés nationaux de l'électricité (surcapacités ou non...), des choix différents d'organisation générale du marché, ou des caractéristiques technico-économiques différentes.

Pourtant, trois caractéristiques constituent de réelles spécificités du transport de l'électricité communes à tous les pays : l'équilibrage instantané du réseau, sans possibilité de stockage pour lisser les écarts ; la déconnexion entre les flux physiques et les contrats commerciaux ; enfin la faible part apparente des coûts variables, rendant problématique le financement des réseaux par une tarification marginaliste.

Dans ce contexte, une convergence des modalités nationales d'organisation est probable à terme, mais en attendant une bonne dose de pragmatisme apparaît nécessaire. Cependant une approche qui se contenterait de recenser les différents critères auxquels devrait satisfaire la tarification du transport, pour essayer ensuite de faire «au mieux», serait inopportune car elle aboutirait ainsi à une très longue liste d'objectifs qui seraient souvent conflictuels : ne pas opérer de discrimination ; favoriser la «contestabilité» du marché sans stimuler de nouveaux investissements inefficaces (eu égard aux surcapacités des équipements disponibles) ; fournir des signaux pour orienter à court et long termes les choix des producteurs et des consommateurs, ainsi que ceux du gestionnaire de réseau (GRT) ; promouvoir la meilleure utilisation des capacités disponibles ; être vérifiable, simple et lisible, etc.

Sans mise en perspective économique d'ensemble, le risque est d'établir des arbitrages fluctuants entre ces objectifs, conduisant in fine à faire évoluer la structure du marché au gré de l'importance des pressions s'exprimant dans un sens ou un autre. Au contraire, il semble important dans une phase d'ouverture du marché, d'assurer autant que possible la sécurité des investisseurs pour que ceux-ci puissent forger leurs anticipations, et surtout d'énoncer clairement les objectifs ultimes que devront poursuivre la future CRE et le GRT.

2.1.2. Les expériences étrangères d'organisation de l'accès⁷

L'organisation et la tarification de l'accès au réseau de transport et de distribution pèsera sur le fonctionnement du marché de l'électricité. En effet, les écarts de coûts du transport de l'électricité pourront parfois dépasser les écarts qui existent sur les différents coûts de production ou les différents prix de vente aux clients. De ce fait une mauvaise tarification du transport peut conduire à des décisions économiques inefficaces, que ce soit en termes de production ou de consommation.

La diversité des approches retenues par les autres Etats membres ne permet pas de retenir l'idée qu'un modèle unique tendrait à s'imposer partout. Il convient donc, à la lumière des multiples expériences étrangères, de reprendre les principales questions soulevées par la tarification du transport pour essayer d'y proposer des réponses françaises cohérentes.

⁷ Cf. contributions correspondantes.

Tableau 5
Les tarifs de transport existant actuellement en Europe

Pays	Type de tarification	Répartition Producteur-Consommateur
Autriche	Timbre-poste	100% consommateur sauf services systèmes réglage primaires et secondaires au producteur
Angleterre et Pays de Galles	Timbre-poste moyenné par zone (16 zones d'injection et 12 zones de soutirage)	25% producteur 75% consommateur
Finlande	Timbre-poste	100% consommateur sauf coûts des pertes au producteur
Allemagne	Timbre-poste	100% consommateur
Pays Bas	Timbre-poste	100% consommateur
Norvège	Timbre-poste	Variable
Portugal	N.D.	N.D.
Espagne	Timbre-poste	100% consommateur
Suède	Timbre-poste variable suivant la situation géographique	Variable suivant la situation géographique

Timbre-poste : Système où le tarif est forfaitaire est notamment indépendant de la distance.

Le cas de l'Allemagne

Le secteur électrique est constitué de près de 1000 entreprises plus ou moins intégrées verticalement. Les principaux acteurs du transport sont les huit grands opérateurs intégrés se répartissant la gestion du réseau. Ils contrôlent par ailleurs généralement la majeure partie de la production dans leur secteur. La distribution est assurée soit directement par les principaux opérateurs soit par l'intermédiaire de sociétés municipales (près de 900).

L'équilibre offre - demande et l'appel des centrales se fait au niveau des gestionnaires de réseau régionaux et même municipaux. Les échanges nationaux se font par l'intermédiaire d'une association des 8 grands opérateurs.

Les règles d'accès au réseau

La loi transposant la directive européenne est entrée en vigueur le 28 avril 1998. Le principe retenu est celui d'un ATR négocié avec une option «acheteur unique» pour les entreprises de distribution jusqu'en 2005.

L'accès au réseau est négocié entre les opérateurs de réseaux actuels et les tiers souhaitant accéder au réseau. Les conditions offertes à un tiers ne peuvent cependant pas être plus défavorables que celles réservées aux producteurs associés au GRT. La séparation comptable des opérateurs intégrés est obligatoire, mais son application est assez difficile à contrôler.

Les demandes d'accès au réseau peuvent être refusées en cas de congestion. Une priorité est accordée dans l'ordre d'arrivée.

Tous les clients sont éligibles vis-à-vis des producteurs allemands, quel que soit leur niveau de consommation.

La tarification du transport

Un ensemble de règles régissant l'accès au réseau a fait l'objet d'un accord en 1998 entre les professionnels du secteur et les associations de consommateurs. Cet accord était en vigueur jusqu'au 30 septembre 1999 et ses recommandations avaient en leur temps fait l'objet d'une large adoption par les opérateurs historiques.

L'accord de branche proposait une méthode de calcul des prix de transport. Celui-ci comprenait :

- les frais liés aux ouvrages de raccordement, tous les coûts induits par un nouveau producteur étant à la charge de celui-ci ;
- une charge d'usage, composée d'un terme à la puissance (tenant compte de la puissance maximale appelée et d'un facteur de simultanéité censé tenir compte du foisonnement et donc de la contribution de cette puissance au dimensionnement du réseau), d'un terme à l'énergie et d'un terme à la distance au-delà de 100 km (fonction de la distance à vol d'oiseau entre le point d'injection et le point de soutirage) ;
- les coûts des pertes et la facturation des services système.

Chaque gestionnaire de réseau de transport ayant adopté cette méthode fixait ses tarifs et les publiait.

L'accord de branche a fait l'objet de nombreuses critiques de la part des nouveaux opérateurs, tant sur le plan des tarifs que des barrières non tarifaires. Les conditions d'accès étaient assez rigides, puisqu'elles n'acceptaient que les transactions «point à point» avec spécification à l'avance du point de livraison associé au point d'injection. Le facteur de simultanéité introduisait de fortes distorsions dans la tarification des transactions à court terme ou en période creuse. L'argument de la contrainte de réseau aurait été utilisé de manière abusive, avec une priorité implicite aux opérateurs historiques.

Un nouveau projet d'accord a été récemment adopté et entre en application à compter du 1^{er} janvier 2000. Cet accord adopte une tarification de type timbre-poste comprenant un prix à l'énergie et un prix fixe forfaitaire. Le territoire allemand se divise en deux zones commerciales, une zone nord qui rassemble les réseaux de VIAG, PREUSSENELEKTRA, VEW, HEW et BEWAG, et une zone sud qui rassemble les réseaux de RWE, ENBW et BAYENWERK. Le passage de la frontière nord-sud est soumis à une taxe (0,25 PF/kWh ou 0,83 cF/kWh) qui s'applique au solde des échanges entre les deux zones. L'électricité importée est également soumise à cette taxe. Des dispositions particulières ont également été prises en faveur de la cogénération et de la production décentralisée qui peuvent bénéficier d'une remise sur le prix forfaitaire d'accès au réseau.

Le cas de l'Angleterre et du Pays de Galles

En Angleterre et au Pays de Galles, l'organisation du secteur électrique est fondée sur le système du «pool». La NGC (National Grid Company) exploite le réseau de transport pour le compte du «pool». Elle établit les programmes de production en fonction de l'ordre de préséance économique établi par le «pool» et assure le règlement des écarts. La distribution est assurée par 12 REC (Regional Electricity Companies) titulaires de licences spécifiques et chargées de mission d'intérêt économique général (obligation de fourniture). Il y a près de 33 producteurs différents actifs auprès du «pool», aucun ne produisant plus du quart de l'électricité totale.

Les règles d'accès au réseau

Le système se caractérise par une séparation complète du réseau confié à la NGC, par des tarifs réglementés des services de transport et par le passage obligatoire par le «pool».

Toutes les installations de production de plus de 10 MW doivent vendre leur électricité par l'intermédiaire du «pool», en indiquant des capacités de production et des prix la veille pour le lendemain. Les producteurs écossais et EDF participent au «pool» par le biais des interconnexions.

Le «pool» vend son électricité à des «fournisseurs». Ces fournisseurs peuvent être les REC ou des producteurs ou traders désireux de vendre à des clients (Second Tier License). De gros clients peuvent également acheter au «pool» pour leurs propres besoins. Les REC fournissent un accès réglementé et non discriminatoire aux autres fournisseurs. Ils peuvent avoir des activités de fournisseurs, mais ils doivent clairement séparer ces activités.

La tarification du transport

Les charges d'accès et d'utilisation du réseau sont de trois types :

- Les charges de raccordement : la NGC facture les coûts de raccordement liés à des ouvrages rendus nécessaires par l'utilisateur (coûts incrémentaux de court terme), sans prise en compte des renforcements éventuels.
- Les charges d'usage : l'Angleterre et le Pays de Galles ont été divisés en plusieurs zones, chacune dotée d'une charge d'usage à l'injection (16 zones) et d'une charge d'usage au soutirage (12 zones). Le calcul de ces charges est fondé sur les coûts marginaux de développement à long terme du réseau dans la zone considérée. La répartition adoptée conduit à collecter 75% des charges totales auprès des consommateurs (soutirages) et 25% auprès des producteurs. Ces charges ne dépendent que des puissances souscrites à la consommation ou à la production.
- Enfin, la rémunération des services fournis par la NGC et le coût des pertes sont assurés par l'«uplift». Le prix d'achat du «pool» étant celui offert par la dernière tranche de production appelée, le «pool» est autorisé à vendre chaque kWh à ce prix augmenté de l'«uplift» qui est reversé à la NGC.

Les revenus de la NGC, constitués principalement des charges d'usage et de l'«uplift», sont régulés par une règle du type «price - cap» (RPI-x).

Depuis juin 1999, tous les consommateurs sont éligibles au Royaume-Uni (sauf Irlande du Nord). Suite à des excès constatés dans la distribution, la protection des utilisateurs domestiques devient un sujet de préoccupation croissant de la part des pouvoirs publics.

Par ailleurs, le Gouvernement envisage l'introduction de contrats directs de fourniture (Trading outside the «pool») avec un accès réglementé au réseau. Actuellement, les seuls contrats entre producteurs et consommateurs sont des contrats financiers de couverture des risques, liés à la forte volatilité des prix induite par le «pool».

Le cas PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) aux Etats-Unis

Le gestionnaire du réseau de transport PJM Interconnection, L.L.C. ("PJM") est responsable des opérations et du contrôle du système électrique sur une zone couverte par cinq états de la côte est des Etats-Unis (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginie) ainsi que le District de Columbia. PJM, qui a été le premier ISO américain, supervise l'accès au réseau (PJM Open Access Transmission Tariff) et le marché d'échange d'électricité (PJM Interchange Energy Market).

Les règles d'accès au réseau

Les nouvelles modalités d'accès au réseau ont été définies par le PJM Open Access Transmission Tariff en avril 1997. PJM exploite le premier marché régional d'électricité utilisant des prix nodaux. PJM permet l'achat et la vente d'énergie, des échanges bilatéraux ainsi que des services systèmes.

Le service PJM est régulé par les six entités de régulations des Etats et par le régulateur fédéral (Federal Energy Regulatory Commission, FERC). Les contraintes de qualité sont dictées par le North American Electric Reliability Council (NERC) et le Mid Atlantic Area Council (MAAC).

PJM remplit ses fonctions de GRT notamment en assurant les prévisions d'offre et demande, la coordination et l'appel des moyens de production, des échanges bilatéraux, et du marché "spot" pour faire face à la demande. Le système en temps réel PJM OASIS est utilisé pour réserver les capacités de transport.

La tarification du transport

Le «pool» de PJM fonctionne en calculant les prix nodaux (Locational Marginal Price ou LMP) en chaque nœud du réseau de transport (2000 au total en 115kV, 138kV, 230 kV, 345 kV et 500kV) sur une base horaire à partir d'information sur les coûts marginaux calculés toutes les cinq minutes.

Le coût de transport entre deux points du réseau est alors la différence entre les prix nodaux entre ces deux points. 60 zones semblent suffire à résumer l'information des prix nodaux. Les producteurs reçoivent le prix nodal correspondant à leur localisation et les consommateurs paient le prix nodal correspondant à la leur.

Le coût des pertes est ajouté de manière uniforme au prix de l'énergie, mais il est prévu d'inclure des coefficients marginaux de perte dans les prix nodaux.

Un marché de droits financiers de transport (DFT) fonctionne alors en complément du «pool» (qui est un marché «physique») afin de permettre de garantir le transport entre deux zones et s'assurer que des contrats pourront bien être exécutés. Une mise aux enchères par le GRT a lieu tous les 6 mois, ce qui correspond à la durée de validité des DFT. Les DFT sont ensuite échangés sur un marché secondaire.

Le cas des pays nordiques

Le marché nordique de l'électricité regroupe quatre pays (Norvège, Suède, Finlande, et Danemark). Ces pays n'ont pas de système unifié de tarification du transport : la Finlande et le Danemark ont retenu un système de type timbre-poste, tandis que la Norvège et la Suède ont adopté une tarification timbre-poste différenciée géographiquement au point de connexion.

D'autres différences existent au sein de ces grandes options tarifaires. Par exemple, la Norvège facture une charge d'accès fonction de la puissance *installée*, alors que la Suède retient une charge d'accès dépendante de la puissance *souscrite*. De tels choix induisent sur le marché des effets distortifs différents, à court et à long termes.

De plus, en Norvège, la congestion est traitée par une taxation spécifique des producteurs, mais en Suède on a recours au «redispatching» (modification de l'appel des producteurs). Les structures de production et de transport sont différentes.

L'expérience nordique semble démontrer la possibilité de faire fonctionner au sein d'une même zone de fréquence synchrone plusieurs systèmes d'organisation de l'accès qui peuvent aller d'un «pool» à l'ATR et des systèmes de tarification différents dans chaque Etat.

Le cas de l'Espagne

Le système électrique espagnol accueille à la fois des contrats bilatéraux producteur - consommateur, et des transactions sur un «pool» (avec un mécanisme d'enchères). Il existe également un marché pour la fourniture des réserves (secondaires et tertiaires) qui permettent d'assurer les réglages et la sûreté du système électrique.

Les règles d'accès au réseau

Les investissements sur le réseau de transport sont proposés par son gestionnaire, dans le cadre d'un plan de développement des infrastructures. L'autorité de régulation approuve ce plan, et autorise les travaux. Des appels d'offres sont alors lancés pour les réaliser. Les lauréats sont soumis à un système de primes et de pénalités pour les inciter à remplir au mieux leurs engagements.

Les consommateurs disposent d'un droit d'accès universel au réseau (sauf cas exceptionnel d'insuffisance de capacité). Les producteurs doivent quant à eux construire eux-mêmes leur raccordement au réseau (ils restent propriétaires de ces lignes de raccordement). L'accès au réseau est ensuite gratuit, sans droit de priorité (sans réservation possible de capacité). Ce mode d'accès vise à faciliter l'entrée de nouveaux producteurs. L'absence de zone de congestion notable sur le réseau de transport espagnol justifie également cette approche. Toutefois, le traitement (séparé) de la congestion et des pertes donne des signaux tarifaires à la localisation.

En l'absence de réservation de capacité (seul le gestionnaire de réseau peut en constituer quelques-unes pour la sûreté du réseau), l'affectation des capacités en cas de congestion s'effectue à court terme, à l'aide d'un mécanisme d'enchères. En cas de congestion à l'interconnexion avec des réseaux étrangers, le gestionnaire du réseau espagnol annonce aux opérateurs la capacité disponible sur la ligne, et affecte cette dernière par ordre de mérite après avoir reçu les enchères des opérateurs. En cas de congestion interne au réseau espagnol, le gestionnaire de réseau lance des enchères pour lever la congestion.

La tarification du transport

La tarification du transport identifie en Espagne quatre types de coûts : d'une part les coûts de réseaux stricto sensu (compris comme étant les coûts d'infrastructure), et d'autre part les coûts de congestion, de pertes, et de services qui font chacun l'objet de traitements spécifiques. La tarification retenue en Espagne pour les coûts de réseaux repose sur un système de type timbre-poste qui pèse intégralement sur les consommateurs. La partie énergie (respectivement puissance) des tarifs de transport recouvre environ 40% (respectivement 60%) des coûts.

2.1.3. Les objectifs de la tarification

En théorie, il n'y a qu'un seul objectif : maximiser le surplus collectif lié à l'activité électrique. La tarification devra ainsi donner un signal tarifaire permettant aux agents économiques de prendre les

décisions qui maximisent ce surplus. Cet objectif doit s'articuler avec des contraintes et des principes dont la compatibilité n'est pas toujours assurée en pratique :

- a) La tarification devra être transparente et non discriminatoire.
- b) Elle devra être suffisamment stable dans le temps pour permettre aux agents économiques d'adapter leurs comportements.
- c) Les règles d'établissement des tarifs d'accès au réseau devront être vérifiables par le régulateur.
- d) Il faudra que le GRT soit capable de couvrir ses charges.

Ces objectifs s'appliquent non seulement à la tarification mais aussi à la définition des règles techniques d'accès au réseau (raccordement, gestion des congestions,...).

2.1.4. L'évaluation des charges du GRT

Le projet de loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité prévoit (dans son article 4) que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution soient établis selon les caractéristiques intrinsèques des fournitures et en fonction des coûts associés. Les tarifs doivent être calculés de manière non discriminatoire à partir de l'ensemble des coûts des réseaux. Le GRT offre en effet différents services qui ne sont pas consommés dans les mêmes proportions par tous ses utilisateurs. Différentes questions se posent :

Quels instruments de comptabilité analytique ?

Si la comptabilité analytique permet d'identifier, au moins dans une certaine mesure, les sommes qu'EDF engageait jusqu'à présent pour le réseau de transport, le montant initial des charges du GRT et l'évolution de ces charges appelleront un examen particulier.

Comment évaluer le coût du capital ?

Ceci pose à la fois la question de la valorisation des actifs du GRT et celle du taux de rémunération pour ces actifs.

Quelle évaluation des pertes en ligne et des coûts d'ajustement ?

Celle-ci dépendra de la façon dont les écarts et les pertes seront gérés. Faut-il choisir une compensation technique ou une compensation financière, et dans ce cas faut-il que le GRT recherche à chaque instant le meilleur prix d'achat de l'énergie nécessaire pour compenser les pertes, ou bien qu'il fasse appel systématiquement à un producteur donné ? Comment s'assurer alors que ses fonctions n'interfèrent pas avec celles de la branche de négoce d'EDF ? Dans l'hypothèse d'une compensation technique, il faudrait que les producteurs puissent se fournir, en complément de leur propre production, sur des marchés dont la structure permette ces transactions.

Quelle évaluation des congestions ?

L'existence de congestions amènera, pour y faire face, à mettre en place des tarifs et règles d'accès spécifiques. Il sera donc nécessaire de se doter d'instruments permettant de localiser précisément ces congestions dans l'espace et dans le temps.

2.1.5. L'élaboration d'un système de tarification

Une fois précisés les objectifs poursuivis et les charges à recouvrer, il conviendra de les traduire en recommandations pratiques pour une tarification de l'accès. Ceci implique de répondre à un certain nombre de questions plus détaillées, que l'on peut recenser dès à présent pour en avoir une idée d'ensemble.

Quel système d'imputation des charges ?

Tarification fondée sur les contrats ou sur les flux physiques ?

Une tarification fondée sur les contrats tient compte du couple producteur-consommateur qui demande l'accès au réseau pour l'exécution d'un contrat. En particulier, une telle tarification peut se fonder sur la distance existant entre eux. Une tarification fondée sur les flux physiques se contente de constater et de tarifier des injections et des soutirages. En particulier, les tarifications de type timbre-poste rentrent dans cette catégorie.

Quelle répartition entre producteurs et consommateurs ?

Cette répartition ne joue que dans la mesure où la tarification retenue différencie les producteurs entre eux ou les consommateurs entre eux. Elle est donc directement liée à l'importance accordée à l'objectif attaché au signal tarifaire perçu par ces agents. Elle peut aussi affecter la compétitivité internationale des producteurs français, selon le traitement des flux internationaux.

Coûts constatés ou coûts prospectifs ?

Sans préjuger du niveau global de la tarification, on peut fonder sa structure soit sur des coûts constatés que l'on cherche à recouvrer en les imputant selon telle ou telle méthode aux contrats qui sont exécutés, soit sur des coûts prospectifs, fondés sur un comportement optimisé du GRT.

Coûts de court terme ou de long terme ?

- *Coûts de court terme* : On se place à réseau donné et on identifie les coûts ou surcoûts d'exploitation qui sont imputables (après optimisation) à la transaction incrémentale ou à l'injection et au soutirage marginaux.
- *Coûts de long terme* : Même méthode, mais en optimisant à la fois sur l'exploitation et sur le développement du réseau.

A qui facturer la congestion et les besoins de développement ?

La saturation de certaines infrastructures de transport engendre des coûts supplémentaires que le GRT doit recouvrer. A court terme, le GRT évitera les congestions en modifiant le plan d'appel des centrales, et en réorganisant les flux d'énergie sur le réseau. Cela fait apparaître des coûts de «redispatching», qui sont des coûts de court terme.

A long terme, le traitement des congestions peut justifier la construction de nouvelles infrastructures ou le renforcement des lignes existantes. Les coûts correspondants sont des coûts de long terme.

L'arrivée d'un nouveau producteur nécessitera non seulement la construction d'une ligne nouvelle de raccordement, mais souvent aussi le renforcement d'infrastructures éloignées sur le réseau de transport. Ce renforcement devra-t-il peser uniquement sur le nouvel entrant ou sur l'ensemble des opérateurs concourant à la congestion des infrastructures ? Comment définir la limite des coûts de développement qui sont pris en charge directement par le nouvel entrant ?

Quels tarifs appliquer aux usages particuliers du réseau ?

Quels tarifs appliquer pour les transits de courte distance ?

Le système de tarifs appliqués en général pour le transport risque de ne pas traiter efficacement certains flux particuliers. Comment tarifier les transits à courte distance, lorsqu'un producteur précis dessert via les lignes du GRT un client spécifique situé à proximité ? Quels tarifs pour les autoproducteurs et les utilisateurs qui ne font appel au réseau que pour de courtes périodes de temps (ou pour des services réduits : secours, etc.) ?

Quelle tarification pour les flux internationaux ?

Les transits internationaux risquent d'être handicapés par l'empilage successif de tarifs nationaux («pancaking»). Une coordination européenne est-elle nécessaire ? Si oui, comment peut-elle être organisée ? Que faire en absence ou en attente de cette collaboration ?

Quelle évolution pour les tarifs du GRT ?

Faut-il envisager un encadrement global de l'évolution tarifaire à partir du système initialement défini («price - cap») ou bien faut-il reconduire périodiquement le calcul initial («cost - plus»), ou encore envisager une combinaison des deux méthodes ?

2.1.6. Orientations retenues

Les questions précédentes seront examinées en détail dans la suite de ce chapitre. A ce stade, il peut cependant être utile de dégager les axes qui contribueront à hiérarchiser les différentes contraintes et à structurer l'application pratique de la tarification. Trois orientations paraissent s'imposer.

D'abord, il semble que le développement du marché en France se fera d'abord davantage par les échanges extérieurs que par de nouvelles installations (compte tenu des surcapacités nationales de production). Le système adopté devra tenir compte de cet aspect.

Ensuite, le choix fait en France de conserver l'intégration verticale du producteur historique et du GRT interdira sans doute à la fois un tarif trop complexe, dont l'établissement serait difficile à expertiser, et un tarif trop différent de ce que pratiquent d'autres GRT non intégrés. Ceci peut imposer certaines contraintes par rapport à l'idée que l'on peut se faire d'une tarification optimale, mais il paraît à court terme indispensable que le système mis en place en France ne soit pas contestable.

Enfin, il ne faudra pas que la complexité des relations institutionnelles entre le transporteur et les distributeurs se reflète dans la tarification. Cela imposera de traiter l'acheminement de bout en bout selon les mêmes principes pour la tarification, quitte à ce que soient mis en place par ailleurs des systèmes de compensation entre transporteur et distributeurs, par définition transparents pour l'utilisateur. Ces aspects ne seront pas développés ici mais ils devront faire l'objet d'une attention particulière lors de l'élaboration des décrets d'application de la future loi. Dans la suite de ce rapport, on parlera souvent de transport dans un sens large, dans lequel il conviendra d'entendre l'ensemble de l'acheminement, ce qui peut impliquer à la fois le réseau de transport et des réseaux de distribution.

2.2. LES CARACTERISTIQUES DE L'OFFRE DU GRT ET L'IDENTIFICATION DES COÛTS

Cette partie dresse l'état des lieux du réseau de transport français, tant du point de vue technique que financier (charges, coûts,...).

2.2.1. Définition et description du réseau de transport

Le rôle du gestionnaire du réseau de transport (GRT)

Les missions du GRT sont définies par les articles 13, 14, 15 et 16 du projet de loi (cf. annexe).

Le rôle du GRT est de gérer les infrastructures du réseau de transport de l'électricité y compris les fonctions d'exploitation, d'entretien et de développement de ce réseau. Le développement du réseau de transport se fera sous le contrôle des pouvoirs publics, afin notamment de veiller au bon accomplissement des missions de service public.

Le GRT appelle en temps réel les installations de producteurs et les sources d'importation, sur la base d'un programme établi la veille afin de satisfaire la demande des consommateurs.

Le GRT exerce ainsi deux fonctions distinctes : d'une part, celle d'opérateur du système électrique, d'autre part, celle d'opérateur des infrastructures. A l'étranger, ces deux fonctions sont parfois confiées à deux entités différentes, l'opérateur du système de transport et l'opérateur de l'infrastructure de transport.

a) Les missions de l'opérateur du système électrique sont les suivantes :

- la préparation quotidienne, la veille pour le lendemain (J-1), de l'ajustement entre l'offre et la demande : le GRT doit préparer l'équilibre production-consommation en demandant le jour pour le lendemain toutes les informations nécessaires à l'appel des centrales («dispatching») et en s'assurant de la disponibilité de réserves de production suffisantes pour le réglage et ainsi faire face aux situations d'aléas (cf. 2.4.4) ;
- l'ajustement en temps réel de l'offre et de la demande : l'une des missions essentielles du GRT est de maintenir à tout moment l'équilibre entre la production et la consommation car l'électricité ne se stocke pas ; le GRT doit veiller à la bonne exécution des programmes d'appel des centrales et doit pouvoir réagir en temps réel en réorganisant ces programmes, à des indisponibilités fortuites de la production et de la consommation ainsi qu'à des engorgements sur le réseau ;
- le traitement des congestions : le GRT doit traiter les engorgements qui apparaissent sur le réseau lorsqu'une production en un point (une injection) ne peut alimenter une consommation en un autre point (un soutirage) à cause de surcharges sur des lignes du réseau (cf. 2.4.3) ;
- le traitement éventuel des pertes : l'acheminement physique de l'électricité sur le réseau engendre des pertes par effet «Joule»; il faut prévoir globalement une production supérieure à la consommation afin de tenir compte des pertes ; le GRT peut se voir confier la gestion de ces pertes (cf. 2.4.2) ;
- le règlement des écarts et le comptage associé : le GRT doit gérer le règlement des écarts entre les programmes de production et consommation annoncés et exécutés en facturant les déficits ou

rémunérant les surplus sur la base des productions et consommations observées (et comptées) ex post ;

- la gestion des services systèmes, de la qualité et de la sûreté du système électrique : le GRT doit se procurer les services nécessaires au bon fonctionnement du réseau électrique ; ces services permettent de garantir notamment les bons niveaux de fréquence, de tension et de stabilité sur le réseau ainsi qu'un fonctionnement correct du réseau en cas d'incident (cf. 2.4.4) ;
- la gestion des interconnexions internationales : le GRT doit gérer en coopération avec les GRT étrangers les échanges transfrontaliers d'énergie, les congestions sur ces interconnexions, le partage des capacités d'interconnexion et la bonne exécution des échanges transfrontaliers (cf. 2.3 et chapitre 5).

b) Les missions de l'opérateur d'infrastructure de transport sont les suivantes :

- la surveillance et les manœuvres sur le réseau ;
- l'entretien et la maintenance du réseau ;
- le développement du réseau : le GRT doit s'assurer que le réseau est bien dimensionné afin de faciliter la gestion du système à court terme. En cas de besoin, le GRT peut construire de nouvelles lignes électriques, de nouveaux postes ou transformateurs (cf. 2.2.3) ;
- le raccordement des producteurs et des consommateurs : le GRT doit raccorder tout producteur ou consommateur qui le souhaite et qui, dans le cas des producteurs, sont autorisés à exploiter des moyens de production (cf. 6.4).

L'ensemble de ces missions doit bien évidemment être exercé et financé indépendamment de la fonction production au sein de l'opérateur historique intégré.

Le réseau de transport

Le réseau de transport français est un réseau maillé couvrant tout le territoire national métropolitain. Il a été conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés (principalement 400 kV et 225 kV en très haute tension THT, haute tension HT ou HTB, moyenne tension MT ou HTA et basse tension BT) et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive⁸.

Le réseau national compte trois hiérarchies de réseaux :

- **Le réseau de grand transport et d'interconnexion** à 400 kV (parfois 225 kV) achemine de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte. Il permet l'optimisation des échanges d'énergie sur le réseau national (foisonnement et optimisation économique de la production), la sécurité du réseau en cas de défaillance ou d'incident grâce à une configuration maillée et bouclée et à l'interconnexion avec les réseaux étrangers.
- **Les réseaux régionaux de répartition** à 225 kV, 90 kV et 63 kV (parfois à 400 kV) répartissent l'énergie au niveau des régions, alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels. Ces réseaux peuvent être débouclés (en 225 kV, raccordé en étoile à des postes

⁸ Qui permet de maintenir la tension sur le réseau.

de transformation 400 kV/225 kV) ou bouclés. Le réseau en haute tension HTB correspond aux tensions de 63 et 90 kV.

- **Les réseaux de distribution** à 20 kV et 400 V (parfois en plus haute tension chez les distributeurs non nationalisés) desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (BT qui dessert les clientèles domestiques, tertiaires, petite industrie). Ce sont des réseaux denses, étendus et débouclés dont l'extension dépend fortement de la consommation.

Dans la pratique actuelle, le réseau public de transport (RPT) est constitué du réseau de grand transport et d'interconnexion ainsi que des réseaux régionaux de répartition. La séparation entre transport et distribution ne se fait pas strictement par niveau de tension (cf.2.8) mais tient compte de la fonctionnalité du réseau. Le réseau en moyenne tension HTA, qui correspond aux tensions inférieures à 50 kV et supérieures à 1 kV, est ainsi partagé entre le RPT et les réseaux de distribution. Le RPT coïncide avec le réseau d'alimentation générale en énergie électrique (RAG) qui fait l'objet d'une concession à EDF par l'Etat (voir encadré ci-dessous).

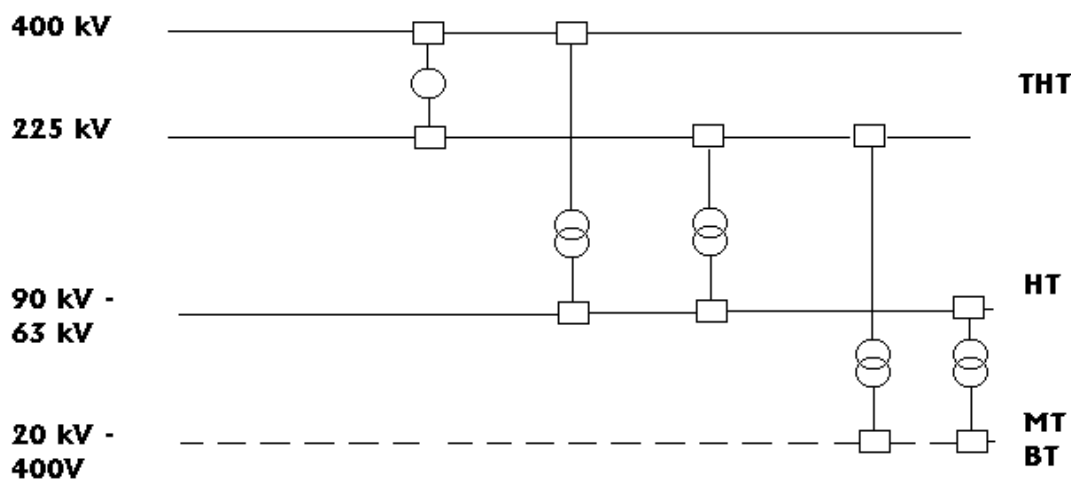
«La concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique et les concessions de distribution publique»

Le 27 novembre 1958, l'Etat a concédé à EDF la construction et l'exploitation du réseau d'alimentation générale en énergie électrique des services et entreprises de distribution et des clients directs (cf.2.2). Un décret du 23 décembre 1994 a approuvé le nouveau cahier des charges type de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale (cahier des charges RAG) ; ce cahier des charges a été modifié par avenant du 10 avril 1995. Afin de clarifier la situation patrimoniale d'EDF, l'article 4 de la loi n°97-1026 du 10 novembre 1997 sur la restructuration du bilan d'EDF a constaté la propriété d'EDF sur les ouvrages de la concession.

L'article 13 du projet de loi adopté le 2 mars 1999 prévoit qu'un cahier des charges de concession sera adopté pour le gestionnaire du réseau de transport. Ce nouveau cahier des charges aura vocation à se substituer au cahier des charges RAG.

La distribution fait par ailleurs l'objet de concessions de distribution publique par les collectivités locales qui agissent ainsi comme autorités concédantes. EDF est le concessionnaire pour 95% de la distribution d'électricité, les 5% restant sont assurés par 180 entreprises locales de distribution d'électricité (entreprises publiques, régies ou organismes similaires).

Figure 2
Schéma simplifié du réseau de transport et de distribution



Ces différents réseaux jouent un rôle important car la production et la consommation s'effectuent à des niveaux de tension souvent différents. La production se fait ainsi à 80% en 400 kV, 16% en 225 kV et 4% en haute tension et moyenne tension, alors que la consommation se fait à 61% en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT), à 7% en haute tension (HTB), et 32% en très haute tension (15% en 225 kV et à 17% en 400 kV).

Tableau 6
Les caractéristiques des réseaux de transport et de distribution

Réseaux		Tension, postes et lignes	Clients
Réseau public de transport (RPT) sans la HTA	Réseau de grand transport et d'interconnexion	400 kV, 21 000 km	4
	Réseaux régionaux de répartition	225 kV, 600 postes, 26000 km 90 kV, 700 postes, 15000 km 63 kV, 2000 postes, 35000 km (225 kV, HTB)	600 dont 60% des éligibles à 40 GWh et 100 % des éligibles à 9 GWh (seuil de 2003)
Réseaux de distribution		20 kV, 432 000 km aérien et 159000 km souterrain 400 V, 494000 km aérien et 142000 km souterrain (HTA et BT)	29 millions de clients <36 kVA 230000 clients entre 36 et 250 kVA 115000 clients >250 kVA

Source : EDF

Longueur des réseaux > 40 kV (en km)

	400 kV	150/225 kV	63/90 kV	40-60 kV	Continu HT	Total	Pourcentage
EDF (transport)	20781	27565	50890	476	277	99989	95%
Régies (distribution)	-	71	1162	-	-	1233	1%
Autres (SNCF, CDF...)	1	23	4261	10	-	4295	4%
Total	20782	29659	56313	486	277	105517	100%

Longueur des réseaux < 40 kV (en km)

	HTA (1 à 40 kV)		BT (220/400 V)	
EDF (distribution)	561000	94%	626700	94,5%
Régies	36900	6%	36600	5,5%
Autres (SNCF; CDF..)	-	-	-	-
Total	598500	100%	663300	100%

Les plus gros distributeurs publics (en 1996)

	Livraison BT et HT		Nombre d'abonnés	
	(TWh)	(%)	BT	HT
EDF	356,3	96	29 000 000	351 500
Toutes régions (180)	15,0	4	1 600 000	12 000
Strasbourg	5,5	1,5	415 000	4 950
Metz	1,4	0,4	134 000	630
Deux-Sèvres	1,1	0,3	112 000	1 730
Grenoble	0,8	0,2	94 000	350
Vienne	0,8	0,2	106 000	590
Gironde	0,7	0,2	111 000	550
Oise	0,7	0,2	53 000	280
Chartres	0,4	0,1	39 000	220
Colmar	0,4	0,1	37 000	120
Pithiviers	0,3	0,1	20 000	580

2.2.2. Le développement du réseau

Historique

Le maillage du réseau commence en 1915, reliant différents réseaux jusqu'alors isolés, pour une production essentiellement d'origine hydraulique. Pendant la période de l'entre deux guerres, l'Etat souhaite encourager le développement des échanges d'électricité entre les régions en confiant la construction du réseau à des sociétés de transport de l'énergie qui reçoivent des concessions de l'Etat.

En 1945, le réseau est déjà fortement maillé jusqu'à la tension 225 kV. Un an après, la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz du 8 avril 1946 confie à Electricité de France le monopole sur l'activité de transport en France.

En 1958, le maillage inclut pour la première fois le 400 kV. Dans un contexte de croissance économique forte dans les années 60, le réseau se renforce et se développe en 400 kV. L'Etat et EDF, service national, signent le 27 novembre 1958, une convention dans laquelle l'Etat concède à EDF la construction et l'exploitation du réseau d'alimentation générale en énergie électrique sur l'ensemble du territoire métropolitain.

Entre 1975 et 1985, le réseau grand transport contribue à l'interconnexion du système électrique (cf. 2.3) et surtout au développement du parc électronucléaire français en assurant le transit de l'électricité entre les centrales nucléaires et les centres de consommation. Les investissements atteignent un premier maximum en 1985, lorsque la liaison en courant continu IFA 2000⁹ est réalisée entre la France et le Royaume Uni.

Les investissements continuent à un rythme soutenu dans le réseau haute tension 63 kV (HT ou HTB) jusqu'au début des années 90, afin d'améliorer la qualité du réseau.

Depuis, la faible croissance de la consommation et la difficulté de réalisation de certaines lignes en 400 kV ralentissent le rythme des investissements. Une vingtaine de projets de substitution ou de création sont inscrits dans le schéma directeur de développement du réseau 400 kV, notamment les lignes Boute-Broc Carros et France-Espagne (cf. 2.3).

La situation présente

Au cours des quarante dernières années, l'activité transport a représenté 13% des investissements d'EDF. Au cours des dix dernières années, cette activité a vu sa part croître pour atteindre entre 15% et 20% des investissements. Les montants des investissements d'EDF dans l'activité réseaux (transport et distribution) étaient les suivants :

⁹ IFA 2000 : Interconnexion France Angleterre de 2000 MW (2 x 1000 MW).

Tableau 7
Investissements de l'activité réseaux d'EDF

GF 1997	1975	1985	1990	1997
Grand transport	0,8	5,6	2,1	0,1
Travaux de structure	7,1	10,8	14,0	12,5
Raccordement clients nouveaux	3,8	3,5	4,4	3,2
Opérations imposées	0,3	0,7	0,8	1,0
Logistique	0,8	1,7	1,9	2,0
Total réseaux	12,8	22,3	23,2	18,8

Source : EDF

En termes géographiques, la répartition du réseau suit la densité de la consommation et la localisation des unités de production. Le réseau est en général bien développé dans les régions qui accueillent des centrales nucléaires (Loire, Normandie, Champagne Ardennes...) ou qui comprennent de grandes zones de consommation. On constate un relatif sous-équipement dans la région Provence Alpes Côte d'Azur et un relatif suréquipement dans les régions parisienne et lyonnaise, avec pour objectif une sécurité accrue du réseau dans ces zones fortement urbanisées.

Principes de développement

Pour assurer ses missions de transport, de répartition et de distribution de l'énergie dans les meilleures conditions techniques (sécurité, sûreté et qualité) et économiques (recherche du moindre coût) possibles, le réseau doit se développer. Un réseau insuffisamment développé occasionne des congestions coûteuses (cf. 2.4.3), des inefficacités économiques et une concurrence imparfaite entre producteurs.

Dans son plan de développement du réseau, EDF se fonde traditionnellement sur des hypothèses de production et de consommation par sites et sur le réseau existant, avec pour objectif de minimiser le coût économique pour la collectivité. EDF utilise des méthodes probabilistes (simulation d'aléas sur la consommation et la production) ou déterministes (construction de scénario de référence). Le résultat final optimise entre les contraintes de sûreté du système (règle du N-1 lorsqu'un ouvrage est indisponible¹⁰), la congestion sur le réseau, la qualité de la fourniture, le niveau d'investissement, les dépenses d'exploitation, le niveau des pertes et les risques de défaillance.

Le GRT devra faire évoluer ces méthodes afin d'optimiser le fonctionnement du système électrique en prenant en compte les nouveaux échanges ainsi que le développement de la production décentralisée. Le développement de la concurrence est susceptible d'accentuer et de déplacer les contraintes de congestion, ce qui appellera à terme des besoins de développement nouveaux du réseau français et des interconnexions avec l'étranger.

¹⁰ La règle du N-1, ou du N-k, définit le niveau de risque maximal toléré lorsqu'un (ou k) ouvrage(s) a été perdu.

Caractéristiques technologiques

Il existe deux technologies distinctes pour les ouvrages de transport :

- la première permet la construction de lignes aériennes en courant alternatif ; son coût plus avantageux est néanmoins sensiblement affecté par les contraintes d'intégration environnementale qui s'accroissent ;
- la seconde permet l'installation de câbles souterrains ou sous-marins en courant continu ; son coût est 12 à 15 fois plus élevé que la technologie aérienne ; son utilisation a donc été, jusqu'à aujourd'hui, réservée aux interconnexions (France-Angleterre, Scandinavie-Allemagne).

Ces technologies sont toutes les deux fortement capitalistiques. Elles n'ont pas récemment fait l'objet d'innovation technologique majeure, et le coût des équipements a tendance à baisser. Les lignes en matériaux supraconducteurs ne sont pas encore disponibles à des conditions économiques raisonnables.

Les lignes en très haute tension (400 kV et 225 kV) ne peuvent être réalisées en souterrain que pour de courtes distances. Les lignes à 63 kV et à 50 kV peuvent être réalisées en souterrain sans surcoût prohibitif (facteur de 1 à 3). Les lignes à 20 kV sont maintenant le plus souvent en souterrain.

Les exigences environnementales nouvelles ont conduit à une augmentation significative du coût des constructions de lignes aériennes nouvelles et ont rendu leur réalisation plus difficile. Les lignes de grand transport rencontrent très souvent des obstacles politiques locaux qui rendent leur réalisation extrêmement difficile.

2.2.3. L'interconnexion européenne

L'électricité est acheminée par un système en courant alternatif triphasé (qui permet un flux de puissance plus uniforme qu'un système monophasé). Une fréquence de référence unique et stable (50 Hertz en Europe) est indispensable au bon fonctionnement du système électrique. Dans ces conditions, l'interconnexion entre les réseaux peut servir d'appui en cas de défaillance d'un groupe de production ou d'incident sur le réseau, et permettre ainsi de maintenir cette fréquence.

De manière générale, l'interconnexion permet d'améliorer le fonctionnement du système électrique. Elle contribue à la qualité et à la sécurité du système, à la mise à disposition et à l'optimisation des réserves et des moyens de production et, plus généralement, aux échanges internationaux d'énergie entre producteurs et consommateurs.

L'Europe comprend quatre zones synchrones de fréquence : l'UCTE¹¹ (réseau qui regroupe la Belgique, l'Allemagne, l'Espagne, la France, la Grèce, l'Italie, la Slovénie, la Croatie, la République Fédérale de Yougoslavie, l'ancienne république yougoslave de Macédoine, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Autriche, le Portugal et la Suisse), le NORDEL¹² (Suède, Finlande, l'est du Danemark, la Norvège), le British Grid System et l'Irish Grid System. Ces zones sont reliées entre elles par des liaisons en courant continu.

¹¹ Union pour la coordination du transport de l'électricité.

¹² Nordic electric system

Chaque zone de fréquence comporte des zones de réglage qui coïncident en général avec les zones de responsabilité des gestionnaires de réseau. Dans les cas français, espagnol et italien, le territoire national est une zone de réglage. Dans le cas allemand, il y a huit zones de réglage.

En cas de déséquilibre du réglage des fréquences, l'ensemble des GRT d'une même zone de réglage font appel dans des délais très brefs à des réserves de production dites primaires, qui permettent de revenir rapidement au niveau de fréquence souhaité. Dans un second temps, l'appel à des réserves dites secondaires permet à chaque GRT d'opérer un réglage au niveau de son réseau. Ces opérations ne nécessitent a priori que la connaissance par chacun des GRT des injections et des soutirages dans le réseau dont il a la charge, y compris bien entendu aux frontières (cf. 2.4.4).

Tableau 8
Interconnexions actuelles entre la France et les pays frontaliers

Pays	Nom de la ligne	Nombre de circuits	Tension en kV	Observations
Belgique	Chooz-Jamiolle	1	225	
	Avelin-Avelgem	1	400	
	Lonny-Achene	1	400	
	Moulaine-Aubange	1	225	
Italie	Albertville-Rondissone	2	400	Courant continu
	Lingostiere-Camporosso	1	225	
	Villarodin-Venaus	1	400	
	Lucciana-St Dalmazio	2	200	
	Codrogianus			
Espagne	Cantegrit-Hernani	1	400	
	Mouguerre-Arkale	1	225	
	Pragnieres-Biescas	1	225	
	Luchon-Benos	1	150	
	Baixas-vich	1	400	
	Errondenia-Irun	1	150	
Andorre	Hospitalet-Pas de la Case	1	150	
Allemagne	Vigy-Uchtelfangen	1	400	
	Saint Avold-Ensdorf	1	225	
	Vogelgrun-Eichstetten	1	225	
	Mulbach-Eichstetten	1	400	
Grande-Bretagne	Mandarins-Sellindge	4	270	Liaison sous-marine par courant continu
Suisse	Sierentz-Bassecourt	1	400	en construction
	Sierentz-Laufenburg	1	400	
	Sierentz-Asphard	1	400	
	Mambelin-Bassecourt	1	400	
	Pouigny-Verbois	1	150	
	Genissiat-Verbois	2	225	
	Cornier-la Batiаз	2	225	
	Vallorcine-la Batiаз	1	225	
	Bois Tollot-Verbois	2	400	

Tableau 9
Interconnexions projetées entre la France et les pays frontaliers

Pays	Nombre de circuits	Tension (kV)	Observations
Suisse	1	400	
Espagne	2	400	Des renforcements sur les lignes existantes ont été réalisés.
Italie	2	400	
Belgique	1	400	

2.2.4. Les contraintes techniques

Les flux physiques

L'électricité est soumise aux lois physiques de Kirchoff qui déterminent les flux physiques à travers le réseau de manière relativement complexe. Ainsi, de la connaissance du lieu de production (l'injection) et du lieu de consommation (le soutirage), on ne peut pas aisément déduire le «chemin» pris par l'énergie acheminée d'un point à l'autre du réseau. De plus il arrive souvent que des pays tiers soient affectés par des échanges d'énergie entre deux pays ou même au sein d'un unique pays. On désigne ces flux d'énergie qui traversent les pays tiers par le terme de «flux de bouclage» («loop flows»).

Les pertes

Le transport de l'énergie engendre des pertes qu'il convient de prendre en compte. A l'échelle européenne les pertes représentent de 1% à 2% de l'énergie transitée sur le réseau de transport. Ces pertes doivent être recouvertes en faisant appel à des moyens de production supplémentaires.

En France, sur les réseaux de transport et de distribution d'EDF, le volume des pertes s'est élevé à 25 TWh en 1997. Dans le transport, les pertes sont d'environ 8 TWh en 440 kV et 225 kV, et 4 TWh en 90 kV et 63 kV. Des niveaux de pertes normatifs ont été définis par EDF pour chaque ouvrage du réseau :

Tableau 10
Les pertes sur le réseau

Ouvrages	Taux de pertes moyens*
Liaison 400 kV	1,42%
Transformateur 400/225	0,17%
Liaison 225 kV	0,54%
Transformateur 400/HTB	0,36%
Transformateur 225/HTB	0,42%
Liaison HTB	0,81%
Transformateur 225/HTA	0,72%
Transformateur HTB/HTA	0,72%
Liaison HTA	1,61%
Transformateur HTA/BT	1,54%
Liaison BT	3,55%

Source : EDF

* Il s'agit du rapport de l'énergie perdue à l'énergie injectée. Le taux de perte sur les liaisons 400 kV reflète donc la distance plus grande parcourue par l'énergie sur ces lignes.

La compensation de ces pertes peut être prescrite par le gestionnaire du réseau de transport, qui demande alors aux producteurs des injections supérieures aux soutirages, ou bien elle peut être assumée par le gestionnaire du réseau, qui achète alors l'énergie nécessaire et répercute in fine le coût de la compensation au niveau du tarif de transport ou directement aux clients (cf. 2.9.). Dans le deuxième cas, le gestionnaire du réseau de transport tient un poste de pertes dans sa comptabilité.

La congestion

Les contraintes techniques du réseau proviennent des limitations physiques de certains éléments du réseau (lignes, postes et transformateurs surchargés) ou de limitations fonctionnelles du système électrique (maintien de la fréquence, de la tension, des marges de sécurité...).

La gestion de la congestion consiste à régler le problème d'une injection d'énergie par un producteur qui ne peut être soutirée par son client à cause des contraintes techniques du réseau. Le remède le plus usuel est d'appeler un moyen de production mieux placé, éventuellement proche du lieu de consommation, et de réduire la production de la centrale mal placée.

En terme d'incitation, l'impact financier de la congestion peut avoir des effets sur les décisions du gestionnaire du réseau. Le gestionnaire du réseau doit pouvoir internaliser les coûts de congestion afin d'avoir les incitations optimales au développement du réseau. Par ailleurs, les congestions peuvent parfois accroître le pouvoir de marché de producteurs locaux en limitant l'entrée de nouveaux producteurs (selon les règles d'accès au réseau retenues).

Les congestions apparaissent fréquemment au niveau des interconnexions internationales. La capacité de transport entre pays est souvent insuffisante ou saturée par un producteur historique. La question de l'allocation des droits de transit se pose alors (appel d'offres ; premier arrivé, premier servi...).

En France, les principales contraintes de congestion sont situées dans le sud de la vallée du Rhône où les ouvrages existants sont déjà saturés et le développement de nouveaux ouvrages semble pratiquement impossible. En matière de sécurité d'approvisionnement, la zone niçoise est insuffisamment interconnectée en l'absence de doublement de l'unique ligne à 400 kV existante. La Bretagne souffre d'un déficit de production, qui conduit à un déséquilibre de flux d'énergie qui nécessite une attention particulière, mais sans congestion manifeste.

Le coût de la congestion est évalué par EDF à 150 MF par an. Ce chiffre pourrait être sous estimé, car il ne prend en compte que les coûts de combustible des moyens appelés hors présence économique. Son évolution est difficile à anticiper : d'une part, des échanges transfrontaliers plus nombreux pourraient créer de nouvelles congestions, d'autre part, de nouveaux moyens de production décentralisés pourraient alléger les contraintes de congestion au niveau des tensions plus élevées.

En Europe, les réseaux ne sont pas parfaitement intégrés et il est nécessaire de gérer les contraintes de congestion. D'importantes contraintes existent entre la France et l'Espagne ainsi qu'entre la France et l'Italie. De moindres contraintes existent avec nos voisins d'Europe du Nord. Si les échanges internationaux se développent, des congestions pourraient apparaître ailleurs. Il est donc probable que le niveau actuel des congestions ne reflète pas celui des congestions à venir.

Une fonction essentielle des gestionnaires de réseaux appartenant à des zones de réglage situées de part et d'autre de contraintes de congestion sera de les gérer. A cet égard, le rôle du gestionnaire du

réseau sera d'assurer la liquidité des échanges, tout en garantissant la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Le fonctionnement du système : le transit, la fréquence, la tension et les marges

Le réglage de la fréquence

Le gestionnaire du réseau contribue au maintien de la fréquence du réseau UCTE à sa valeur de 50 Hz sur sa zone de responsabilité. Pour cela, il dispose :

a) de moyens de réglage automatiques :

- les régulateurs primaires fréquence-puissance des groupes de production qui agissent en quelques secondes et qui permettent de rétablir l'équilibre production-consommation ;
- le système centralisé de réglage secondaire fréquence-puissance qui agit sur un organe central de commande qui permet de faire revenir la fréquence à la fréquence nominale ;

b) de moyens de réglage manuels :

- en cas d'épuisement de ces réserves, le gestionnaire du réseau peut effectuer un réglage manuel tertiaire en faisant appel à des réserves dites tertiaires, mobilisables en quelques dizaines de minutes.

Le GRT peut demander aux producteurs de participer à ces réglages (et donc de posséder les capacités constructives nécessaires au niveau des équipements) sur une base prescriptive ou volontaire. Il devra soigneusement arbitrer entre les besoins du système électrique et les coûts imposés aux producteurs. Des prescriptions trop importantes constitueraient une barrière à l'entrée pour les nouveaux producteurs.

Une zone de réglage possède un dimensionnement optimal. Selon EDF, certains gestionnaires de petits réseaux pourraient à l'avenir être amenés à fusionner. Ce sera vraisemblablement le cas en Suisse. En Allemagne où coexistent 8 gestionnaires de réseaux, il est probable qu'à terme certains de ces GRT se regrouperont. La qualité de réglage de la fréquence devrait être améliorée sur un vaste réseau où la défaillance d'une installation de production apparaîtra plus marginale.

En France, la puissance d'une tranche nucléaire est aujourd'hui de l'ordre de 1300 MW et la puissance d'appel en période de pointe atteint environ 70 000 MW. Néanmoins, les marges de réglages d'un gestionnaire sont définies au plan européen de sorte qu'en France, sur l'ensemble des installations de production, la marge de réglage primaire atteint 750 MW (réserves de puissance mobilisables en quelques secondes) et la marge de réglage secondaire environ 1000 MW (réserves de puissance mobilisables en quelques minutes). Le niveau relativement modeste de ces marges de réserve à court terme illustre l'un des mérites des interconnexions entre les différents réseaux nationaux.

Le réglage de la tension

Outre la fréquence, le GRT doit maintenir un niveau de tension constant et élevé sur le réseau THT afin de maximiser la puissance de transit, minimiser les pertes et satisfaire les contraintes de tension de la production, la distribution et la consommation. Il doit également veiller à prévenir des incidents d'écroulement du réseau ou de perte généralisée de tension.

Le GRT dispose pour cela :

- du réglage primaire automatique de tension qui agit instantanément au niveau de chaque alternateur ;
- d'un système centralisé de réglage secondaire automatique de tension qui agit sur des zones de réglages de tension et impose une tension de référence sur chaque zone ;
- du réglage manuel tertiaire qui permet de coordonner le plan de tension entre les différentes zones de réglages secondaire.

La gestion des transits

Le GRT doit assurer que les ouvrages supportent bien les transits et que les seuils d'intensité maximale ne sont pas dépassés. Il peut modifier la topologie du réseau (les impédances, la mise en parallèle des lignes) ou les programmes de production.

Les transits nouveaux, par exemple entre la Belgique et l'Espagne, pourront aggraver les congestions, notamment dans la vallée du Rhône. Pour tenir compte des goulots d'étranglement, le GRT devra alors procéder à un «redispatching» des installations de production, c'est-à-dire à la modification de l'appel des centrales, réorganiser voire supprimer des échanges transfrontaliers ou bien faire appel aux concours des autres GRT.

Les GRT doivent s'adapter aux demandes d'injection et de soutirage qui résultent des contrats entre les producteurs et leurs clients. Certaines transactions en sens opposés peuvent annuler en tout ou partie les flux d'énergie. Néanmoins, les GRT devront tenir compte des flux nets et s'assurer de la sûreté de fonctionnement de leurs réseaux.

Les échanges obéiront en principe à des contrats de relativement long terme. Il faudra cependant que chaque jour les GRT établissent un bilan prévisionnel des flux dans le cadre de la programmation des échanges de la veille pour le lendemain (J-1). Ils seront alors parfois amenés à demander des modifications (négociées ou imposées) pour limiter des échanges d'énergie qui risqueraient de dépasser les capacités techniques des ouvrages. A plus court terme encore, demi-heure par demi-heure, des ajustements pourront parfois se révéler nécessaires.

Les marges d'exploitation

Afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau et de faire face aux aléas de la consommation et de la production, le gestionnaire du réseau doit disposer de marges d'exploitation à plus ou moins brève échéance. Plus l'horizon temporel est éloigné, plus les marges devront être importantes.

Ces marges d'exploitation prévisionnelles sont classées selon leurs constantes de temps. Elles sont constituées des réserves secondaires (disponibles en moins de 13 mn) et tertiaires (disponibles en moins de 30 mn), de groupes de production mobilisables en plus de 30 mn, de groupes qui demandent un préavis avant de pouvoir être démarrés (préavis inférieur à 8 ou 16 heures) et de groupes en arrêt garanti mobilisables en quelques jours, quelques semaines, voire quelques mois.

Au total, le GRT rend un ensemble de service dont une partie des coûts peut être dissociée en fonction d'éléments caractéristiques de ces services, mais dont une autre partie reste commune et nécessitera des clés de répartition conventionnelles.

Tableau 11
Les coûts par service rendu

Services	Coûts	Eléments caractéristiques
Fourniture de capacité et transport d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> • Coût d'usage du réseau existant • Construction d'installations nouvelles • Pertes* • «redispatching» • Coûts d'opportunité des ruptures • Gestion, contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> • Points d'injection et de soutirage • Puissance de pointe • Possibilités de rupture • Energie transportée
Maintien de la qualité du service ("services système") fréquence et tension, et de la sécurité du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Réserves d'ajustement • Ajustement de la tension • Gestion, contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> • Normes de qualité
Services de secours (garantie de la continuité des transactions)	<ul style="list-style-type: none"> • Réserves 	<ul style="list-style-type: none"> • Existence de garanties • Délais de mise en œuvre
Interconnexion	<ul style="list-style-type: none"> • Coût des lignes d'interconnexion 	<ul style="list-style-type: none"> • Point d'injection et de soutirage

* On se place dans l'hypothèse d'une compensation financière des pertes effectuées par le GRT (cf. 2.9).

2.2.5. L'organisation du GRT

Une autre manière de présenter l'activité du GRT consiste à identifier les décisions associées à sa gestion. Le GRT joue un double rôle d'opérateur du système («dispatching» ou appel des centrales) et d'opérateur de l'infrastructure de transport (OIT). Dans le cas d'une organisation centrée autour d'un «pool», une fonction d'opérateur de marché spot devient nécessaire et peut être remplie par un opérateur de marché. Ces deux fonctions devront être étroitement coordonnées à très court terme. Une approche simplifiée consiste à séparer les fonctions d'opérateur système/marché d'une part et d'opérateur des infrastructures de transport d'autre part.

Le GRT a la responsabilité de tout le réseau de transport. Les réseaux de distribution sont gérés par ailleurs par les gestionnaires de réseaux de distribution ("GRD"). Le rôle d'un GRD est de permettre l'accès au réseau de distribution, d'acheminer l'énergie qui transite sur son réseau, éventuellement de compter l'énergie transitée et enfin de gérer les infrastructures et les raccordements et développer le réseau en cas de besoin. Il est également possible de séparer à ce niveau les fonctions de distribution «pure» et d'opérateur de l'infrastructure de distribution (OID).

En tout état de cause, les GRD devront travailler en coordination avec le GRT. En particulier, si l'accès au réseau doit se faire de manière totalement transparente et indépendante de la localisation sur le réseau du producteur ou du consommateur, le GRT et les GRD devront utiliser des mécanismes internes ou externes (dans le cas des DNNs) de compensation.

2.2.6. Les comptes du transport

Les comptes du transport au sens large

L'analyse menée par le groupe d'experts a conduit à privilégier une approche large du concept de transport, incluant l'ensemble des réseaux d'acheminement de l'électricité (« transport », « répartition » et « distribution », selon la terminologie fonctionnelle utilisée jusqu'à présent en France). En effet ces différents réseaux ne sont pas séparés par des frontières définies de manière univoque (cf. 2.8.). Les traiter séparément serait source de difficultés (séparation des coûts...), alors même qu'ils concourent tous au même objectif d'acheminement de l'énergie.

Les comptes du transport comprennent les charges qui sont attachées à l'activité transport d'EDF. Ces charges comptables comprennent à la fois des charges d'exploitation et de maintenance et des charges liées au capital installé (amortissements, frais financiers, investissement). En fait, la plupart des charges du GRT sont liées au dimensionnement du réseau et peuvent donc être considérées comme fixes à court terme. Seules les pertes, lorsque le GRT les achète, et une partie des services systèmes apparaissent clairement liées à la quantité d'énergie qui transite effectivement par le réseau existant. En tout état de cause un retraitement sera nécessaire pour passer de la comptabilité annuelle du transport telle qu'elle est tenue par EDF au calcul des charges à recouvrer par la tarification.

L'estimation des coûts au sens large, effectuée par EDF pour l'élaboration de sa tarification transitoire du transport, a conduit aux montants suivants (en incluant les pertes).

Tableau 12
Coût de l'activité réseau

Coût	Montant (GF)
Capital et exploitation (activité réseau)	31,2
Pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	3,2
Total	34,3

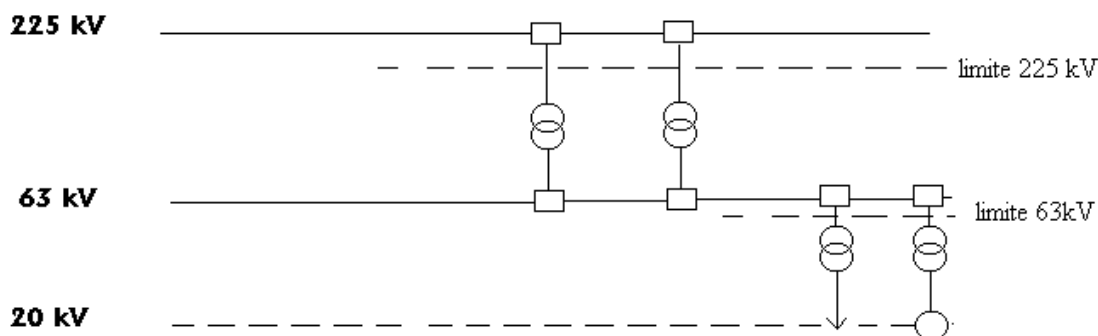
L'affectation par niveau de tension

L'affectation par niveau de tension se fait traditionnellement en deux temps. Dans un premier temps toutes les charges qui peuvent être clairement affectées à un niveau de tension le sont (par exemple les lignes de tension et les postes de transformation au niveau de tension inférieur). Ensuite, les charges qui restent à recouvrer sont réparties selon des règles de répartition qui peuvent être plus ou moins arbitraires en fonction de caractéristiques objectives (prorata des dépenses, nombre de postes ou longueur de lignes, actif net...).

A cet égard, il faudrait examiner les avantages que pourrait présenter une approche par activités. Les activités seraient par exemple : l'ingénierie réseaux (le raccordement, le renforcement, le développement du réseau), la maintenance, les services systèmes, le « dispatching » et la R&D.

Dans la figure qui suit, les postes de transformation sont affectés à la tension inférieure :

Figure 3
Schéma du réseau



L'affectation par niveau de tension des coûts de transport au sens strict (Cf.2.6.3) a donné les résultats suivants dans la tarification provisoire d' EDF.

Tableau 13
Affectation des coûts par niveau de tension

Coût par niveau de tension (GF)	400kV	225kV	HTB	HTA
Coût de capital et d' exploitation (activité réseau)	3,7	5,2	8,0	14,3
Coût des pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	1,1	0,5	0,7	0,9
Total	4,8	5,6	8,6	15,2

L'inclusion de la distribution dans les coûts d'accès au réseau nécessitera des compensations entre GRT et GRD.

Le projet de loi prévoit que dans le cadre du monopole de distribution, le fonds de péréquation de l'électricité répartira plusieurs types de charges, notamment tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités de leurs réseaux ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

La clé de répartition de ce fonds pourrait être basée sur des critères normatifs (nombres et caractéristiques physiques des ouvrages, postes, lignes) ou sur des coûts observés ex post.

Les comptes du transport au sens strict à EDF

Les comptes du transport au sens strict ne comprennent pas le réseau HTA de la distribution. EDF fournit la comptabilité suivante :

Tableau 14
Les comptes du transport d'EDF

MF courants	1996	1997
Dépenses directes d'exploitation	5401	5424
Conduite		750
Maintenance		1793
Conception et réalisation des ouvrages		1056
Logistique et formation		1825
Charges complémentaires	2622	2640
Redevance GB		480
Contrôle et redevance hors GB		31
Taxe sur les pylônes		738
Autres charges fiscales		1065
Assurances et autres charges complémentaires		326
Sous-total dépenses liées à l'exploitation	8023	8064
Dotations	4282	4434
Amortissement industriel		4238
Complément amortissement IFA (France-Angleterre)		60
Charges différées réparties		136
Contributions	2695	2582
Direction et services centraux		750
Charges financières		1832
Sous-total dotation et contributions	6977	7016
TOTAL	15000	15080

On constate que l'exclusion des pertes et la non prise en compte de l'ensemble de la fonction d'acheminement conduit à passer d'un coût de 34 GF (tableau du 2.6.1.) à 15 GF.

Ces comptes font apparaître plusieurs éléments qui appelleront une attention particulière :

- Les charges d'exploitation devront être précisément auditées au niveau de la logistique, de l'ingénierie, de la maintenance et ne devront pas faire apparaître de transfert de l'activité production vers l'activité transport.
- Les dépenses de logistique et de formation comprennent les frais de structure, de gestion, des frais généraux et de personnel ; ces dépenses devront être auditées et devront correspondre si possible à des frais réels et non à des charges réparties au prorata du personnel.
- Les dépenses de conception et réalisation des ouvrages devront être examinées sous l'angle des prestations d'études d'ingénierie ; les prestations du Centre National d'Ingénierie Réseau (CNIR) et des Unités de Services Réseau (USI) devront être évaluées et auditées, leurs coûts devront être comparés à des coûts de tiers («benchmarking»).

- D'une manière générale, toutes les prestations fournies au GRT par des directions ou services d'EDF extérieurs au GRT devront être clairement identifiées (faire l'objet de contrats ou de conventions) et comparées à des alternatives hors EDF.
- Les charges liées à la liaison France-Angleterre IFA 2000 ne devraient figurer parmi les charges du GRT que si la liaison est disponible à tous les acteurs du marché ; actuellement cette liaison de 2000 MW en courant continu qui appartient en partie à EDF, est dédiée à l'exportation d'EDF - Production sur le «pool» anglais (pour l'alimentation de Regional Electricity Companies et des opérateurs britanniques).

Les amortissements doivent coïncider avec la durée de vie effective des ouvrages ; dans la comptabilité EDF, la durée d'amortissement comptable des installations de transport ou de distribution (lignes, postes de transformation) est de 30 à 45 ans ; un autre mode d'amortissement pourrait être appliqué afin de donner une valeur résiduelle non nulle aux ouvrages qui ont encore une valeur économique.

- Les charges de structure au niveau de la tête de l'entreprise EDF (recherche et développement, direction et services centraux) devront être équitablement réparties et devront tenir compte de l'indépendance de la gestion du GRT (les frais de la fonction centrale devront donc être réduits à minima).
- Les charges financières doivent être allouées par des clés de répartition vérifiables ; la dette d'EDF devra être clairement désagrégée afin d'affecter précisément la dette qui concerne le GRT ; par ailleurs les actifs financés par fonds propres devront évidemment aussi être rémunérés.
- Les autres charges complémentaires comprennent la contribution au 1% des œuvres sociales ; il faudra que cette répartition se fasse au prorata du personnel employé.

Enfin et surtout, le tableau précédent, issu de la comptabilité analytique d'EDF, ne comprend pas une partie des comptes du transport qui sont historiquement rattachés à l'activité de distribution. Les coûts associés sont cependant importants, comme le montre l'analyse plus large développée précédemment.

2.2.7. La rémunération du capital

Le montant de la rémunération du capital ne peut se fonder directement sur les seules charges comptables ayant un lien avec le capital installé. Il faudra passer par une évaluation du capital à rémunérer et par la définition d'un taux de rémunération. On reviendra au chapitre 8 sur la question des incitations du GRT (forfaitisation «price - cap», ou remboursement des coûts «cost - plus»,...).

La définition du capital à rémunérer

Si la théorie recommande d'évaluer le capital du GRT à sa valeur de marché, cette approche paraît dans le cas d'espèce impossible à mettre en œuvre. D'abord, le GRT est intégré à EDF qui reste à 100% détenu par l'Etat, et on ne dispose donc pas d'indication fournie par le marché. Ensuite, même à supposer que le GRT soit séparé d'EDF et introduit sur un marché boursier, sa valeur dépendrait de bénéfices futurs qui résulteraient avant tout de la réglementation de ses tarifs. Du fait de cette circularité, l'approche par la valeur de marché ou un équivalent doit donc être abandonnée.

Dans un premier temps, la valeur nette comptable pourrait être retenue pour appliquer un taux de rémunération, pourvu que les durées d'amortissement soient cohérentes avec la durée de vie des matériels. Certains actifs à durée de vie longue, voire infinie (coûts d'établissement), devront être traités séparément : par exemple, la rémunération pourrait porter sur les coûts historiques, la contrepartie étant l'absence d'amortissements.

Le périmètre de l'actif du transport comprendra entre autres les terrains, l'immobilier, les constructions, les ouvrages du réseau. Un audit précis devra être effectué pour déterminer si certains actifs sous utilisés (notamment immobiliers) devront ou non figurer dans le bilan de l'activité transport.

Une approche alternative serait de prendre les coûts de développement de long terme du réseau correspondant à une infrastructure de transport optimisée. Cette approche aurait l'avantage de partir d'une base de coût optimisée contrairement à une approche historique qui prend le réseau en l'état. Cette approche comporte toutefois deux difficultés non négligeables : d'une part, elle ne garantit pas l'équilibre financier du GRT (un réseau surdimensionné est a priori plus coûteux), et d'autre part, les coûts de développement évités de long terme sont difficiles à calculer en environnement rendu plus incertain par l'arrivée de nouveaux moyens de production non planifiés (par le GRT).

Le taux de rémunération

La rémunération des capitaux propres pourrait être calculée à partir d'un taux net requis par un actionnaire privé (fictif) qu'il conviendrait de corriger de la fiscalité et éventuellement de primes de risques adaptées à l'activité de transport pour reconstituer un taux brut garanti au GRT.

L'activité du transport étant encore fortement régulée et à l'abri de la concurrence, le risque sous-jacent devrait être faible.

Il n'apparaît pas possible d'établir ce taux à partir de celui qu'EDF a dégagé historiquement de ses activités. En effet on dispose historiquement pour EDF de taux agrégés correspondant à des activités intégrées. Désormais le transport constituera une activité séparée dont le risque sera bien moins important que celui associé à la production : le GRT devrait donc se voir appliquer un taux inférieur à celui demandé par son actionnaire à EDF - Production. Enfin il faudra prendre garde à bien contrôler l'absence de subvention croisée entre l'activité de transport du GRT (rémunération garantie) et l'activité de production d'EDF (rémunération non garantie).

La rémunération des capitaux financés par endettement devrait être fondée sur le coût du crédit pour EDF (qui devrait pouvoir être expertisé), en tenant là aussi compte éventuellement d'une prime de risque (faible) liée à l'activité du transport.

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est largement utilisé par les autres régulateurs notamment au Royaume-Uni, aux Etats-Unis et en Argentine. Le CMPC est la moyenne pondérée du coût de la dette et du coût des fonds propres.

$$\text{CPMPC} = (1 - W_d)R_e + W_d(1 - T)R_d$$

Où $W_d = D/E$, ratio dettes sur fonds propres

T = taux de taxation marginal

R_e = coût des fonds propres

R_d = coût de la dette

Il convient toutefois de préciser le CMPC utilisé. En effet le CMPC peut être nominal ou réel (ajusté de l'inflation), après ou avant impôts. L'estimation du taux marginal de taxation (T : réel ou forfaitaire, de court terme ou de long terme) est important ainsi que la durée des amortissements (fiscaux ou économiques) prise en compte. Enfin, la valeur E des fonds propres devraient normalement être basée sur une valeur de marché de l'actif net. A défaut, la valeur nette comptable peut être une approximation.

L'approche par le CMPC semble raisonnable car elle reflète la rentabilité économique de l'activité considérée qui peut être, après ajustement au risque, comparée aux autres activités de l'opérateur intégré et à la rentabilité d'autres opérateurs.

Un CMPC¹³ nominal après impôts est utilisé par les régulateurs aux Etats-Unis alors qu'un CMPC réel est utilisé au Royaume Uni avant impôts (MMC, Ofgas) ou après impôts (Ofwat, Oftel, régulateur ferroviaire). L'Argentine et le Mexique utilisent un CMPC réel avant impôts.

Un CMPC nominal a l'avantage d'être plus transparent car :

- il est plus facilement comparable à la rentabilité d'autres activités évaluée en général de façon nominale ;
- le coût nominal de la dette est directement observable en examinant la comptabilité de l'opérateur ;
- la fiscalité s'applique aux revenus nominaux.

L'inconvénient essentiel tient au risque d'inflation qui pèse sur l'opérateur. Ce risque demeure toutefois faible à moyen terme.

L'allocation par éléments du réseau

Comme pour toutes les autres charges à recouvrer, la rémunération du capital fera nécessairement l'objet d'une répartition implicite ou explicite en fonction des éléments qui serviront à l'imputation des charges (niveaux de tension, zones géographiques, usages du réseau,...). Ceci implique de répartir le capital et la dette et de définir les niveaux de rémunération :

- La répartition du capital à rémunérer n'a pas de raison de différer de celle qui aura été retenue pour les amortissements.
- Il n'y a pas lieu de différencier le partage entre dette et fonds propres sur ces différents éléments.
- La question se pose d'une éventuelle différenciation des taux de rémunération selon les différents éléments de l'actif. On pourrait en effet fonder une telle différenciation sur le fait que le risque attaché à la gestion des différents éléments du réseau peut varier. Une telle approche soulèverait cependant des problèmes délicats de vérifiabilité. Il est donc sans doute préférable d'appliquer un taux de rémunération unique à tous les éléments de l'actif du GRT.

¹³ Etude NERA pour le compte de l'autorité de régulation australienne.

Les investissements du GRT

Dès lors que la rémunération des actifs du GRT est assurée, il en est de même du financement des investissements : en venant augmenter l'actif, ils conduisent à une augmentation de la rémunération garantie qui couvre par construction le coût de leur financement, par endettement ou fonds propres, et les dotations aux amortissements (pourvu que coïncident les amortissements physiques et financiers).

La rémunération du capital peut être recalculée chaque année («cost - plus») ou seulement la première puis intégrée à la tarification et soumise à l'évolution générale qui sera définie pour les tarifs du GRT (par exemple, par un «price - cap»). Dans le premier cas, le système ne fournit que peu d'incitation à l'efficacité des programmes d'investissement du GRT, et dans le second cas davantage, mais avec un risque de sous investissement.

Dans les deux cas, un encadrement des investissements du GRT sera indispensable. Ceux-ci resteront financés par la tête de groupe. Il existe une procédure d'approbation des investissements d'EDF par les pouvoirs publics au niveau du Comité des investissements à caractère économique et social (CIES)¹⁴. Une procédure distincte pourrait être nécessaire pour les activités de réseaux.

Une procédure claire de financement des investissements d'EDF devra être établie au risque de laisser un pouvoir discrétionnaire à la direction financière d'EDF d'allouer les ressources entre les trois métiers d'EDF (production, transport, distribution). Le GRT ne devra justifier ses investissements qu'auprès de la CRE et des pouvoirs publics et non auprès de la direction financière d' EDF.

Ce problème devra faire l'objet d'une attention particulière de la CRE qui par exemple, en cas de congestions sur certaines parties du réseau, pourra avoir à arbitrer entre la création de nouvelles lignes (par EDF-GRT) et l'encouragement au développement de nouveaux moyens de production (qui pourraient être ceux d'EDF - Production).

2.2.8. La frontière transport - distribution

La distinction des fonctions de transport et de distribution d'électricité se fait en premier lieu selon la destination de l'électricité.

Les installations de transport sont "en principe" constituées par les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV. Aux termes de l'article 2 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation général en énergie électrique (voir encadré), l'ingénieur en chef chargé du contrôle (la DRIRE locale) peut classer dans la concession de transport, les installations d'une puissance inférieure à 63 kV qui assurent une fonction de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions de distribution.

Inversement, des installations d'une tension supérieure à 63 kV peuvent appartenir aux réseaux de distribution lorsqu'elles n'ont pas une fonction de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions de distribution,

¹⁴ Le CIES remplace le conseil de direction du Fonds de Développement Economique et Social (FDES) et statue sur les investissements des entreprises publiques. Le CIES se prononce sur des programmes d'investissement de ces entreprises. A l'origine, les investissements pouvaient être financés directement par le FDES.

- sur autorisation de l'ingénieur en chef chargé du contrôle, pour les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV et inférieure à 225 kV ;
- sur autorisation du Ministre chargé de l'électricité, pour les installations de tension supérieure ou égale à 225 kV.

«Extrait de l'article 2 du cahier des charges RAG»

...

Relèvent en principe des ouvrages concédés les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV, à laquelle peuvent être intégrées, par exception, celles des installations de tension inférieure dont la fonction de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions, a été reconnue par l'ingénieur en chef chargé du contrôle après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées.

Sont exclues de la concession les autres installations de tension inférieure à 63 kV ainsi que, sur autorisation de l'ingénieur en chef chargé du contrôle, les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV et inférieure à 225 kV ou, sur autorisation du Ministre chargé de l'électricité, les installations de tension supérieure ou égales à 225 kV, qui sont situées sur le territoire des entreprises de distribution, dont la fonction se limite à la distribution locale, et qui permettent d'abaisser les coûts de cette distribution tout en préservant l'intérêt économique général.

...Le Ministre chargé de l'électricité peut exercer un contrôle sur la destination effective des ouvrages existants et décider, après avis du concessionnaire et de l'autorité organisatrice de la distribution concernée, s'ils font partie ou non du réseau concédé. En cas de transfert d'ouvrages, des dédommagements sont accordés.

La situation est en réalité parfois passablement intriquée, même si l'on peut retenir que c'est en principe la destination réelle des installations (transport ou distribution) qui détermine leur appartenance aux réseaux de transport ou de distribution.

Pour éviter tout risque de discrimination entre producteurs ou entre consommateurs, il sera donc nécessaire d'avoir une approche unifiée de l'organisation et de la tarification de l'acheminement d'électricité, que celui-ci implique l'usage de réseaux de transport ou de distribution, possédés ou non par EDF. Pour ce faire, il conviendrait de construire une comptabilité agrégée de l'ensemble des réseaux d'acheminement, puis d'appliquer les principes d'affectation des charges par niveaux de tension et services rendus de façon homogène sur tout le réseau d'acheminement. C'est cette affectation des charges consolidées qui devrait servir à élaborer la tarification aux clients du GRT, qui devraient donc être indifférente à la nature juridique du réseau auquel ils sont raccordés. Cette approche nécessitera vraisemblablement la mise en place d'un système de compensation entre gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour tenir compte, au moins au début, de différences de productivité. Ces compensations devraient par construction rester transparentes pour les clients des réseaux, qu'il s'agisse des producteurs ou des consommateurs.

La rémunération des distributeurs indépendants constitue un réel problème qui n'a pas été développé ici car il ne relevait pas directement de la mission confiée au groupe d'experts. Toutefois, il convient d'insister sur la nécessité d'élaborer à court terme un cadre réglementaire précis pour assurer aux entreprises locales de distribution une juste rémunération de l'usage de leurs réseaux.

2.2.9. Les coûts à recouvrer : définition ; problèmes de mesure et de contrôle

La séparation comptable

La directive européenne et le projet de loi imposent la séparation comptable et la transparence de la comptabilité aux opérateurs se livrant à plusieurs activités. Il faudra que la séparation comptable des activités de production, transport et distribution d'EDF soit suffisante pour établir distinctement les charges à recouvrer au titre de chacune des activités.

Ceci impose en particulier une identification claire des coûts de commercialisation, actuellement imputés à l'activité de distribution, et parfois de transport. Par principe, le transport ne doit bien évidemment pas comprendre de telles charges, qu'il faudra donc faire basculer au compte d'EDF - Production ou dans un compte distinct EDF- Commercialisation.

Des problèmes techniques peuvent aussi gêner la séparation comptable. En tout état de cause, la précision et la vérification des principes de séparation comptable constitueront une des premières tâches de la CRE.

Le problème du traitement des pertes

Les pertes peuvent être traitées selon deux modalités qui dépendent de l'organisation de leur compensation. La compensation peut être :

- (1) prescrite par le gestionnaire du réseau de transport,
- (2) ou gérée et financée directement par le gestionnaire du réseau qui assume le risque et le coût des pertes mais qui répercute *in fine* ce coût au niveau du tarif de transport ou directement aux clients.

Dans la première approche, un coefficient marginal de perte est défini en chaque point du réseau. Un producteur doit injecter une quantité d'énergie supérieure à celle qui est demandée par son client, l'écart correspondant au coefficient de perte. La charge peut être partiellement transférée au client qui se verra facturer une quantité supérieure à celle qu'il a effectivement consommée. L'avantage de cette approche est qu'elle internalise le coût des pertes au niveau de chaque contrat. Elle contribue ainsi à l'efficacité des décisions des producteurs et des consommateurs. Cette approche est plus cohérente avec la tarification nodale (voir chapitre 4). Toutefois, la difficulté d'un calcul exact des coefficients de pertes représente un inconvénient non négligeable.

Dans la seconde approche, le GRT a la responsabilité de l'achat des pertes et procède à des appels d'offres ou des achats sur la base des prix proposés la veille (à J-1) par les producteurs. L'avantage de cette approche est que le GRT, s'il est soumis à un "price cap", sera incité à limiter les pertes en optimisant et développant le réseau. Les charges liées aux pertes apparaîtraient ainsi clairement dans la comptabilité du GRT et devraient donc être recouvrées à travers la tarification générale du transport.

L'Espagne utilise la première approche. La seconde est utilisée en Allemagne qui répercute le coût des pertes dans le tarif de transport.

Dans le cas français, la première approche conduirait à transférer à EDF - Production la responsabilité de la gestion des pertes. Ceci soulèverait des difficultés en matière de discrimination vis-à-vis des nouveaux entrants sur le marché, d'autant plus que le réseau français est optimisé pour

réduire les pertes d' EDF. Compte tenu de l'intégration du GRT avec EDF - Production, on a plutôt raisonné ici à partir de la seconde approche, c'est-à-dire d' une gestion financière des pertes.

En tout état de cause, en attendant la mise en place d'une méthodologie validée de calcul des coefficients de perte sur le réseau¹⁵ qui permettrait de tenir compte de la localisation et peut-être des périodes, la première approche ne pourrait être adoptée que sur la base d'un coefficient moyen national. Ceci revient à peu de chose près à la seconde approche, dans laquelle le recouvrement du coût des pertes serait imputé sur la base de l'énergie acheminée (et non de la puissance). C'est sur cette approche que l'on se fondera par la suite.

2.2.10. La tarification transitoire

Architecture générale

Le dispositif transitoire mis en place par EDF depuis le 19 février 1999 pour assurer l' accès au réseau de transport est fondé sur le principe d' un système du type «droit d' injection-droit de soutirage». Le système de «droit d' accès au réseau» (droit d' injection pour les producteurs, droit de soutirage pour les consommateurs) a donc été préféré à un système de «rémunération au transit» également envisagé (système qui aurait associé un prix à une transaction clairement identifiée entre un fournisseur et son client, en fonction de leur position, de la distance qui les sépare, etc.).

EDF a motivé ce choix par l' analyse suivante :

- les logiques économiques et techniques pousseraient à une tarification indépendante de la distance (les transits physiques ne suivent pas les transits contractuels) ;
- la simplicité de mise en œuvre plaiderait pour exclure un système de transit (difficulté à identifier les itinéraires, à en déterminer les coûts...) ;
- un système de droit d' accès permettrait d' assurer une certaine continuité avec le système tarifaire antérieur à l' ouverture à la concurrence (identité de traitement de tous les consommateurs quel que soit leur emplacement) ;
- pour les acteurs économiques un système de droit d' accès serait le plus lisible et le plus transparent.

Estimation des coûts à recouvrer

Pour élaborer le régime transitoire de tarification du réseau d'acheminement, EDF s'est fondé sur une estimation provisoire des charges à recouvrer et une affectation de ces charges par niveau de tension. Il faut souligner que ces charges concernent l'ensemble du réseau d'acheminement d'EDF, y compris les réseaux de distribution dont il a la charge.

¹⁵ Ce coefficient est égal à $1/1-L'$, L' étant la perte en ligne marginale. La perte marginale est égale au double de la perte moyenne compte tenu du caractère quadratique des pertes (les pertes moyennes sont indiquées en 2.4.2.).

Tableau 15
Coût à recouvrer d'EDF

Coût	Montant (GF)
Capital et exploitation (activité réseau)	31,2
Pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	3,2
Total	34,3

Coût par niveau de tension (GF)	400kV	225kV	HTB	HTA
Coût de capital et d' exploitation (activité réseau)	3,7	5,2	8,0	14,3
Coût des pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	1,1	0,5	0,7	0,9
Total	4,8	5,6	8,6	15,2

Charges d' infrastructure

Pour les charges d' infrastructure, EDF a retenu le principe de fixer le niveau global des coûts aux charges comptables 1997 de l' activité de transport, hors coûts spécifiques de la liaison IFA 2000, ces charges ayant été corrigées de manière à assurer une rémunération des capitaux engagés égale à 7%.

Ce taux n' apparaît pas fondé sur une analyse économique précise.

Pertes

En ce qui concerne les pertes, EDF a choisi de les inclure dans la tarification provisoire, en considérant qu' elles sont compensées par EDF - Production qui perçoit pour ce faire 22 cF/kWh. Ceci devra être revu sur la base des prix d'achat réels, lorsque sera mis en place un traitement financier des pertes par le GRT.

Mission d' intérêt économique général (MIEG)

EDF estime à 4 GF ses surcoûts au titre des MIEG (surcoûts de production dans les DOM et en Corse, coûts des conventions pauvreté-précarité, surcoûts liés aux obligations d' achat).

Ces 4 GF sont répartis sur l' énergie transitée, ce qui conduit à accroître les tarifs de 1cF/kWh.

Il faut noter que, selon les termes du projet de loi, ces coûts n' ont en aucune façon vocation à être recouverts par l' intermédiaire des tarifs de transport. Ils ne devraient donc plus figurer dans la tarification finale.

Services systèmes

Les services systèmes sont identifiés comme des coûts pour EDF - Production (réserves de puissance ou capacités de réglage sur ses moyens de production). Ces services sont valorisés à 0,6 cF/kWh.

On peut remarquer que certains de ces services peuvent être rendus par d' autres producteurs et que ces derniers devraient alors en être rémunérés.

Congestion

Afin de lever les contraintes de transit sur le réseau 400 kV, EDF doit parfois modifier les plans de production des centrales et s'éloigner de l'optimum de production. Les coûts relatifs à cette désoptimisation du parc sont évalués pour la consommation intérieure à 150 MF. Affectée aux transits sur le réseau 400 kV, cette charge est ensuite répartie selon les clés relatives à ce niveau de tension (cf. 3.9.3.)

Les coûts de congestion autres que ceux évoqués ci dessus sont traités - dans la tarification provisoire - en fonction de l'ordre d'arrivée des différents demandeurs de transit, et ces coûts leur sont intégralement facturés.

Cette procédure est contestable car elle apparaît fortement discriminante, puisqu'elle avantage les anciens producteurs au détriment des nouveaux entrants.

Coûts clientèle du GRT

Le comptage, la facturation, etc. font l'objet d'un loyer (en F/an).

Allocation des coûts

La tarification provisoire retient certaines règles pour la répartition des coûts du GRT sur les acteurs du marché de l'électricité.

Répartition producteur-consommateur

La tarification provisoire fait peser l'intégralité des coûts sur les consommateurs.

Ce choix est motivé selon EDF par le fait que tout partage des coûts entre producteurs et consommateurs serait arbitraire (les répartitions varient beaucoup en Europe). De plus, en tout état de cause, ce seraient toujours les consommateurs qui supporteraient in fine les charges liées au transport.

Il faut noter que le choix d'EDF conduit en pratique à ce que les exportations d'électricité depuis la France ne contribuent pas au financement du réseau national.

Répartition selon les niveaux de tension

Pour les consommateurs, la tarification provisoire retient la règle de l'empilement successif des coûts de réseau, depuis le niveau de tension le plus élevé jusqu'au niveau de tension de raccordement (avec utilisation de clés de répartition par niveau de tension fondées sur les transits physiques observés).

Pour les producteurs, le choix de ne pas faire peser sur eux les charges du GRT affranchit EDF de l'élaboration de tarifs d'injection modulés par niveaux de tension. Toutefois, EDF a évoqué deux approches différentes qui auraient pu être mises en œuvre : la logique du «réseau en développement», où l'on considère qu'une injection en aval permet d'éviter des renforcements des réseaux amont (et où les tarifs à l'injection diminuent donc avec le niveau de tension), et la logique du «réseau déjà développé», où l'on considère que les logiques d'implantation des centrales de production sont indépendantes du réseau (et où les tarifs sont donc les mêmes pour tous les niveaux de tension).

Répartition géographique

La tarification provisoire n'instaure aucune modulation géographique des tarifs de transport (tarifs supportés entièrement par les consommateurs), au nom de la péréquation nationale des prix de l'électricité et de la faiblesse (supposée) de l'élasticité des consommateurs à un signal tarifaire modulé.

En revanche, EDF estime nécessaire une incitation à la localisation favorable des nouveaux producteurs. A cet effet, EDF évoque la possibilité :

- d'interdire réglementairement, après avis du GRT, toute nouvelle implantation dans une zone présentant des contraintes d'évacuation trop difficiles à lever ;
- d'allouer aux nouveaux producteurs des coûts de raccordement prenant en compte les renforcements de réseau que rend nécessaire l'évacuation de leur énergie (renforcements objectifs, sur le niveau de tension de raccordement et sur celui qui lui est immédiatement supérieur) ;
- enfin d'instituer le cas échéant, pour le réseau d'interconnexion dont les éventuels besoins de renforcement ne seraient pas couverts faute de pouvoir établir avec précision les besoins de chacun, un signal de prix géographiquement différencié qui pourrait être intégré au système de rémunération des services de transport.

Cette approche donne lieu à contestation : dans son ensemble, elle discriminerait fortement les derniers entrants au profit des anciens producteurs. De plus, le traitement séparé de la THT et des niveaux de tension inférieurs devrait être justifié pour écarter les soupçons de discrimination à l'encontre des nouveaux entrants.

Répartition énergie - puissance

La tarification provisoire revêt une forme binôme avec un prix de puissance (F/kW) et un prix d'énergie (F/kWh), afin de tenir compte du fait que les coûts de réseau ne dépendent qu'en partie de l'énergie transitée.

La partie énergie des tarifs inclut les coûts des infrastructures dont le dimensionnement est directement lié aux transits (section des conducteurs). Ce terme est estimé être du même ordre de grandeur que le coût moyen des pertes (cf. 5.5.). La tarification provisoire retient donc une partie énergie des tarifs égale au double du coût des pertes.

La partie puissance des tarifs est alors calculée pour couvrir le solde des coûts d'infrastructure.

En pratique, 70% des coûts (pertes comprises) serait ainsi recouverts par la partie fixe des tarifs (partie puissance), et 30% par la partie variable (partie énergie).

Il faut noter que cette méthode conduit à moduler la partie variable des coûts d'infrastructure sur le modèle de la modulation horosaisonnaire retenue pour le coût des pertes.

Cas particuliers (clients courte utilisation, etc.)

Certains utilisateurs bénéficient de barèmes transitoires spécifiques, adaptés à leurs situations particulières. Ces dispositions se limitent à deux catégories d'utilisateurs :

- les bénéficiaires de contrats «Effacement Jour de Pointe» (ou EJP) ou modulables ;
- les utilisateurs de courte durée, à l'image de certains autoproducteurs qui ont recours au réseau pendant un petit nombre d'heures au cours d'une année.

Ces conditions spécifiques assurent que les utilisateurs devenus éligibles qui changeraient de fournisseur ne voient pas une augmentation de leur facture liée à la prestation de transport de l'électricité par rapport aux anciens barèmes d'EDF.

Une version «courte utilisation des tarifs a notamment été créée pour les besoins de transit compris entre 220 et 2000 heures par an, à destination des clients qui font appel au réseau sur une courte durée (qu'ils aient des besoins occasionnels ou qu'ils n'utilisent le réseau que pour la qualité et le secours qu'il apporte).

Transits

Les transits internationaux à travers le réseau français (par exemple de la Belgique à destination de l'Espagne) versent, dans le système transitoire, une redevance équivalente à la part variable du barème 400 kV-225 kV (hors charges liées aux MIEG), à laquelle sont ajoutés les éventuels coûts de congestion engendrés par le transit et calculés selon la règle du "premier arrivé, premier servi". Cette règle conduit à ne rien facturer aux premiers demandeurs de capacité et à ne faire supporter le coût marginal de congestion qu'aux seuls demandeurs marginaux, c'est-à-dire aux derniers entrants.

Les coûts de congestion actuels sont compris dans ce terme ; la tarification provisoire prévoit que les transits et exports nouveaux se verront de plus facturer la totalité des coûts de congestion qu'ils engendreraient.

On retrouve là la pratique de «grandfathering» (droit du grand-père ou du premier arrivé) qui risque d'être assimilée à une discrimination au détriment des nouveaux entrants.

Modulation horosaisonnaire

La tarification provisoire comprend un découpage horosaisonnier calé sur la saisonnalité et la modulation horaire de la production (été/hiver et heures de pointe/heures creuse).

Cette modulation est contestable parce qu'elle ne se fonde pas sur les coûts du réseau. Ainsi, le réseau peut être dans certains cas davantage sollicité dans des périodes creuses de la demande et de la production, quand moins de centrales sont appelées et que les trajets acheminements sont allongés.

Raccordements et renforcements

Le système de tarification transitoire mis en place ne prévoit pas explicitement la tarification des raccordements et des éventuels besoins de renforcements, qui sont traités dans le cadre du cahier des charges RAG (cf. 2.1.2).

*

* *

S'il n'entre pas dans le mandat du groupe d'expertiser le niveau de la tarification transitoire, elle présente des caractéristiques en termes de structure qui devraient évoluer. On peut remarquer que la tarification mise en place appelle par nature des critiques de la part des diverses parties intéressées à d'éventuelles modifications. Ces critiques semblent cependant épargner le principe du timbre-poste, ainsi que celui d'une répartition des charges par niveaux de tension. A l'opposé, l'absence de disposition sur les raccordements contribue sans doute à exacerber le débat sur ce sujet.

2.3. INTRODUCTION A UNE DEMARCHE ECONOMIQUE

Du point de vue économique, l'objectif de l'organisation de l'accès au réseau et de sa tarification devrait naturellement être la maximisation du surplus social par l'ensemble du secteur de l'électricité. La démarche idéale consisterait alors à transposer à cette industrie la méthode appliquée par Laffont et Tirole à l'interconnexion des télécommunications, consistant à prendre comme point de départ les règles théoriques de gestion de monopole public et la tarification de Ramsey-Boiteux qui concrétisent cet objectif en présence de contraintes budgétaires, puis de les amender en intégrant les limitations sur les instruments d'intervention disponibles, les imperfections de marché, les risques de "contournement" inefficaces, les problèmes d'asymétrie d'information et d'incitations du GRT, etc.

Si un tel projet demeure hors de portée dans son ensemble, cette démarche constitue un point d'entrée fructueux pour appréhender les problèmes soulevés par les tarifications concrètes de l'accès aux réseaux de transport d'électricité, en fournissant une référence pour étudier la nature des écarts que celles-ci comportent par rapport à ce qui serait la tarification idéale. Ceci conduira tout d'abord à établir comme référence celle de la tarification nodale. On examinera ensuite à cette aune les enjeux des solutions pratiques.

2.3.1. La tarification nodale

Théorie simplifiée

Pour établir ce que serait la tarification optimale du transport il convient de considérer en première lieu les conditions d'efficacité de la gestion du système électrique dans son ensemble, dont l'analyse détaillée a été développée par Schweppe et al., dont l'ouvrage "Spot pricing of electricity" (1988) fait référence¹⁶, puis par Hogan (1992)¹⁷. L'encadré ci-dessous en propose une version simplifiée.

«La tarification nodale»

Pour notre propos une analyse simplifiée suffit. Les injections (g_j) et les soutirages (d_k) se font aux nœuds (j, k). Compte tenu des injections nettes opérées, les flux physiques qui s'établissent dans le réseau suivant les lois de la physique s'expriment sous la forme $z_i(x_i) = (g_j - d_j)$ pour le segment i . De même les pertes sont une fonction $O(x_i) = (g_j - d_j)$. Notant $P_k(d_k)$ la courbe de demande (inverse) au nœud k , et $C_k(g)$ le coût total de production d'une injection g à ce nœud compte tenu des équipements disponibles, le programme à résoudre s'écrit, si l'on introduit des contraintes éventuelles de capacité de transport \bar{Z}_i :

¹⁶ F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors et R. Bohn, 1988, "Spot Pricing of Electricity", Norwell, MA, Kluwer.

¹⁷ W. Hogan, 1992, "Contract Networks for Electric power Transmission", Utilities Policy, vol. 6, pp. 257-270.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \max_{(g,d)} \sum_k \int_0^{d_k} P_k(x) dx - \sum_j C_j(g_j) & \\ \sum_k d_k + \Omega - \sum_j g_j = 0 & (\mathbf{m}) \quad (\text{équilibre énergétique réseau}) \\ Z_i \leq z_i & (\mathbf{m}_i) \quad (\text{contraintes de réseau}) \end{array} \right.$$

Les conditions nécessaires d'optimalité de ce programme conduisent à définir un système de prix "nodaux" P_k de l'électricité, qui vérifie en chaque nœud :

$$P_k = \mu - \mu \frac{\partial \Omega}{\partial x_k} - \sum_i \mu_i \frac{\partial z_i}{\partial x_k} = C'_k$$

Ces relations traduisent l'idée qu'à l'optimum, il serait indifférent de modifier à la marge les programmes d'appel des centrales aux différents nœuds ; et qu'au nœud "k" le prix de l'électricité est égal au coût marginal des équipements de production en ce nœud (si des capacités sont disponibles, sinon il faudrait intégrer en plus un coût de défaillance pour l'équipement correspondant).

On aboutit ainsi à une différenciation spatiale des prix de l'électricité, d'autant plus forte que les contraintes de réseaux jouent un rôle important ; et qu'il y a des transports effectifs (donc des pertes).

En combinant ces relations, on peut exprimer le prix de l'électricité au nœud k en fonction des coûts marginaux de production au nœud l :

$$\forall k, l \quad P_k = C'_l + t_{kl}$$

avec $t_{kl} = \underbrace{\mu \left(-\frac{\partial \Omega}{\partial x_k} + \frac{\partial \Omega}{\partial x_l} \right)}_{\text{pertes}} + \underbrace{\left(-\sum_k \mu_i \frac{\partial z_i}{\partial x_k} + \sum_i \mu_i \frac{\partial z_i}{\partial x_l} \right)}_{\text{contraintes de capacités}}$

Le point essentiel est la mise en évidence d'une tarification instantanée de l'électricité très différenciée, avec des prix spots de l'électricité particuliers à chaque nœud du réseau (prix nodaux).

En chaque nœud le prix optimal de l'électricité est égal :

- au coût marginal de production à ce nœud s'il y a production à ce nœud
- au surplus marginal des consommateurs, si la demande est élastique à ce nœud
- au coût marginal de production sur le réseau, plus la contribution marginale de la demande à ce nœud aux pertes et à la congestion
- enfin, au surplus marginal de production sur le réseau, moins la contribution marginale de la production à ce nœud aux pertes et à la congestion.

L'écart entre deux prix nodaux peut s'interpréter comme un coût de transport entre le nœud l et le nœud k. Mais il est très particulier en ce sens où il ne reflète pas un trajet physique mais seulement cet écart des prix nodaux entre les deux nœuds ($t_{kl} = P_k - P_l$; $t_{kk} = 0$, $t_{kl} = -t_{lk}$). Il traduit l'impact des modifications de programmes de production qui seraient induites après réorganisation d'ensemble du fonctionnement du réseau, suite à une injection supplémentaire en l combinée à un soutirage en k, pour maintenir l'équilibre des zones, compenser les pertes et contourner les contraintes de réseau éventuelles ainsi générées. Le signe t_{kl} peut ainsi être négatif. Ce sera notamment le cas si l'injection correspondante allège les contraintes de réseau. Lorsque les zones sont homogènes vis-à-vis des moyens de production mis en œuvre et bien équilibrées, et lorsqu'il n'y a pas de contraintes sur le

réseau, qui ne sert donc qu' à effectuer des compensations, ce terme peut être très faible : le prix de l' électricité est alors uniforme ; un contrat entre les noeuds k et l ne se traduirait en effet que par des ajustements de production à chaque noeud, sans transport effectif.

Le fait qu' à l' horizon de court terme où l' on s' est placé le coût de transport ne reflète que des coûts de génération (compensation de pertes, «redispatching») montre à quel point on ne peut réfléchir sur la tarification de l' accès et de la réglementation du GRT indépendamment du fonctionnement général du marché de l' électricité. Ceci ne devrait pas surprendre, puisque c' est bien dans la perspective de minimiser les coûts totaux de génération, de compensation des pertes et de réseau que sont gérés depuis longtemps les systèmes électriques. Le point remarquable (par rapport à d' autres réseaux) est que l' on dispose d' un cadre formel permettant de caractériser l' efficacité économique d' une telle gestion en intégrant toutes les substitutions possibles entre les différentes décisions de génération ou de gestion du réseau.

Cette tarification de « premier rang » constitue donc une référence incontournable. Elle conduit à écarter toute idée de tarification à la distance ou de tarification fondée sur un trajet fictif associés aux contrats commerciaux, qui seraient sans signification technico-économique (et peuvent être dans certains cas sources d' insécurité pour les réseaux).

En revanche, il y a bien une tarification de l' utilisation des réseaux à considérer. En insistant sur la différenciation spatiale des prix de l' électricité, la théorie qui précède en souligne même l' importance, puisque d' une certaine manière vouloir gommer cette différenciation apparaîtrait de même nature qu' ignorer les écarts de coûts de combustibles qui déterminent l' ordre d' appel efficace des centrales.

De fait, de nombreux marchés ont adopté une tarification zonale de l' énergie (cf. encadré). Par ailleurs, il convient de se garder de l' analyse rapide suivant laquelle le réseau français est suffisamment développé pour que l' on puisse ignorer la structure technico-économique des coûts de transport de l' électricité. En effet, le fait que ceux-ci semblent faibles en apparence traduit justement le fait que certaines centrales sont utilisées de façon discrétionnaire pour réduire la congestion. Par ailleurs, s' il n' y a pas de transports systématiques importants, le réseau demeure dimensionné par des besoins de transport (de compensation). Enfin, l' introduction de la compétition pourrait accroître dans l' avenir les coûts de congestion, car le réseau sera utilisé sans doute de manière un peu différente.

«Exemples de tarification zonale»

(source NERA/Mc Kinsey)

- Nord-Est des Etats Unis : tarification zonale/nodale de l' énergie
- Californie : tarification zonale de la congestion
- Pérou : tarification zonale de l' énergie
- Chili : une version simplifiée de tarification zonale dès la création du marché en 1982
- Argentine : tarification zonale dès la création du marché en 1992
- Norvège : établit différentes zones de tarification quand la congestion est devenue un problème au début des années 90
- Nouvelle-Zélande : tarification zonale dès la création du marché
- Est de l' Australie : différents états se regroupent pour former un marché national avec des prix différenciés.

En théorie, si l' on se place à plus long terme dans une perspective de développement du réseau, on devrait aussi pouvoir identifier ces coûts de transport de court terme avec les coûts marginaux de développement des réseaux à cet horizon, car il y a en effet égalité du coût marginal de court terme

et des coûts de développements, si tous les équipements du réseau sont dimensionnés et localisés de façon optimale. Il y aurait aussi égalité de ces coûts marginaux au coût moyen si globalement le secteur de l'électricité fonctionne à rendements constants. Comme souvent sur les réseaux, il est difficile d'apprécier dans quelle mesure les écarts apparents entre ces deux coûts traduisent des surdimensionnements ou de véritables économies d'échelle. Dans tous les cas, le problème de financement demeure complexe dans sa gestion intertemporelle, l'identité précédente signifiant en effet que les rentes de congestion dégagées avant renforcements permettront ultérieurement de financer ceux-ci (les tarifs marginaux après renforcement étant alors faibles).

Les enjeux de la directive

Les conditions d'optimalité précédentes peuvent tout d'abord être réalisées dans un cadre de gestion centralisée. L'organisation traditionnelle de l'électricité en France correspondait à ce schéma. La production indépendante restant marginale était alors intégrée au dispositif par le biais de l'obligation d'achat, à des prix correspondants en théorie aux prix duaux du programme précédent.

Un tel système garantit la sécurité du réseau et facilite la conduite de programmes d'équipements dont les durées d'amortissement sont très longues. Ce dispositif n'a pas été par ailleurs contesté dans sa capacité à réaliser au niveau national des programmes efficaces d'appel des centrales en fonction de leur coût, ce qui est un argument pouvant justifier le parti pris de conserver l'intégration d'EDF, pour conserver ses économies de coordination. Les inconvénients de cette organisation sont ceux que l'on attribue généralement à la gestion monopolistique : tendance à «se reposer sur ses lauriers» ; manque d'incitations dans la gestion interne, notamment au niveau des activités d'exploitation ou de maintenance ; biais capitalistique dans le choix des équipements ; défaut de réactivité aux évolutions de l'environnement économique et aux attentes des clients, notamment industriels.

Par ailleurs, il est apparu de plus en plus difficile d'établir de manière objective les tarifs d'achat aux indépendants, alors même que le développement de sources diversifiées de production (gaz, cogénération) prenait sens mais nécessitait des signaux prix efficaces pour éviter les excès dans un sens ou un autre ; et on se trouve actuellement au niveau européen dans une situation paradoxale où le marché tend à être techniquement intégré, mais où il demeure en fait extrêmement cloisonné économiquement. Cette intégration technique permet un meilleur partage des aléas en élargissant le champ des compensations à plusieurs pays. Mais elle ne vise pas l'utilisation globalement la plus efficace des moyens de production à ce niveau, et les réseaux n'ont pas été développés dans cette perspective jusqu'à présent.

En d'autres termes, le modèle de l'obligation d'achat est devenu inadapté, car il est confronté à un conflit insurmontable entre la dépendance dans laquelle se trouvent les producteurs indépendants vis-à-vis d'EDF et le risque de favoriser des entrées inefficaces. Un tel mécanisme est intrinsèquement limité en effet par l'absence de véritable dynamique concurrentielle associée, dans laquelle l'entrée se trouverait stimulée et régulée, soit par l'organisation de bourses d'échanges pour l'appel des différents producteurs, soit par le comportement d'achat de clients qui recherchent l'offre la plus compétitive dans le cadre de contrats bilatéraux. La mise en œuvre de la directive, pour laquelle on a retenu en France le second schéma d'organisation fournit l'occasion d'introduire cette dynamique, avec la discipline en résultant sur les producteurs, qui seront ainsi poussés à l'efficacité et à satisfaire au mieux les attentes de leurs clients.

Pour en tirer pleinement les bénéfices, il convient que les conséquences de ce changement de modèle de régulation soient pleinement tirées, en évitant l'avatar du système antérieur que constituerait une régulation asymétrique de l'entrée. Le rôle de régulateur est d'établir un cadre pour que le marché décide efficacement, non de s'essayer à un pilotage de la structure du marché, qui biaiserait la concurrence tout en étant inefficace, inéquitable, et source d'insécurité pour les opérateurs : les obligations d'achat résiduelles doivent maintenant être conçues essentiellement comme un moyen de «compléter» le marché ; les subventions pour certaines technologies favorables à l'environnement doivent être transparentes et neutres vis-à-vis de la concurrence, donc relever de taxes et subventions explicites. On ne corrige pas une suspicion d'abus de position dominante en créant des ombrelles de prix, mais en faisant jouer leur rôle aux autorités de la concurrence.

Un consensus tend par ailleurs à émerger quant à l'idée que c'est au niveau de la plaque continentale que devrait se développer la concurrence. En effet, seul un marché fluide au niveau européen peut procurer aux industriels les gains attendus de l'application de la directive. La zone française, par ailleurs exportatrice, a un intérêt particulier à l'unification du marché continental. Il apparaît donc souhaitable d'en favoriser la mise en œuvre.

A cet égard, Tirole observe que la tendance aux Etats-Unis est aux regroupements des GRT, ce qui facilite la résolution des problèmes de coordination et d'externalités entre ceux-ci.

Décentralisation du problème

La gestion centralisée n'est cependant pas le moyen unique d'atteindre l'objectif de maximisation du surplus collectif par l'industrie électrique. Les conditions d'optimalité recherchées peuvent en effet aussi être atteintes de manière décentralisée, dans un cadre de marché où les producteurs proposent des contrats de fourniture aux consommateurs d'électricité.

Les équations du prix de l'électricité ci-dessus caractérisent aussi l'équilibre concurrentiel du marché en chaque nœud, compte tenu des coûts de transports t_{kl} imputés aux décisions *physiques* d'injection/soutirage. Sachant que l'application de tels principes conduit à des prix différenciés et fluctuants en fonction de la charge du réseau, un fonctionnement efficace de ce marché nécessite en amont le développement de marchés (financiers) permettant le partage du risque que représente cette volatilité des prix de l'électricité.

Différents schémas institutionnels sont envisageables pour faire fonctionner un tel marché, que l'on peut différencier principalement selon deux axes : l'organisation des échanges, qui peut privilégier les mécanismes de bourse ou au contraire les échanges bilatéraux ; l'accès au réseau qui peut recourir soit à une approche tarifaire, soit à une allocation de droits physiques échangeables. Ces solutions peuvent par ailleurs se combiner dans certaines conditions. Elles sont équivalentes en concurrence parfaite dans un cadre de marchés complets sur tous les nœuds d'injection et soutirage, et sur toutes les liaisons de transport. En cas de pouvoir de marché, la possibilité ou non de créer des pénuries artificielles de capacité de transport ou d'exploiter les prix correspondants peut leur conférer des propriétés différentes.

Le schéma retenu en France pour la transposition de la directive communautaire consiste à développer la concurrence par le biais de l'accès garanti au réseau de transport d'EDF, qui demeure intégré. Dans ce cadre, le GRT a comme fonction d'assurer l'équilibre du réseau, à court terme en achetant de l'électricité, pour compenser les pertes et s'affranchir des contraintes de capacités du

réseau de transport, et à long terme en mettant en place les équipements adaptés compte tenu des mêmes prix.

Son comportement idéal serait celui d' un monopole public de la théorie économique, qui satisfait la demande (i.e. équilibre le réseau), tarife au coût marginal ses interventions (cf. formules précédentes), et minimise ses coûts à court terme (achats d' énergie et «countertrading») et à long terme (en réalisant des investissements permettant d' économiser ces coûts de court terme).

Le rôle premier du GRT est ainsi bien établi : il doit équilibrer les flux physiques de manière à assurer l' émergence d' un équilibre efficace en temps réel, dans lequel les équipements disponibles sont appelés par ordre de mérite (après prise en compte des pertes et contraintes de réseaux). La tarification idéale pour cela a par ailleurs été définie. Il convient maintenant de voir dans quelle mesure les tarifications mises en œuvre concrètement s' en éloignent, et les biais que ceci introduit dans le fonctionnement du marché de l' électricité, le risque extrême étant évidemment que les coûts de transport s' apparentent à des «taxes» sur les échanges, cloisonnant le marché au lieu d' en favoriser le fonctionnement.

Dans le contexte français caractérisé par l' intégration du GRT à l' opérateur dominant, ceci conduit à attacher une importance aux questions d' indépendance, de «gouvernance» et d' efficacité de celui-ci : en tant qu' exportateur, EDF aura certes intérêt à ce que le marché européen soit effectivement ouvert, et donc pour cela à donner des gages d' indépendance du GRT. Cependant, la concurrence très vive qui semble devoir s' établir à l' ouverture du marché compte tenu des surcapacités existantes risque aussi de créer de nombreuses tentations à s' écarter de cette ligne de conduite. Dans ces conditions, l' établissement d' une réglementation préalable suffisamment forte garantissant l' indépendance du GRT, c' est-à-dire la poursuite par celui-ci des objectifs esquissés ci-dessus demeure la contrepartie naturelle du maintien de l' intégration d' EDF. La CRE doit disposer de pouvoirs, capacités d' expertise et d' accès à l' information adaptés à cette situation. Le pouvoir de la CRE doit être d' autant plus fort que le GRT reste intégré. Mais il faut de plus être conscient que la CRE demeurera toujours en situation d' infériorité informationnelle, ce qui doit conduire à concevoir en conséquence la réglementation.

Dans un contexte marqué par l' importance des surcapacités et par la dominance d' EDF, la réglementation du GRT revêt ainsi une importance déterminante. Au-delà du code de réseau, des règles précises en matière de séparation comptable, d' efficacité de gestion et des achats, de conditions de satisfaction des demandes de raccordement, etc. doivent être établies pour cela.

2.3.2. Les solutions pratiques : mise en perspective

Les enjeux des écarts à la tarification nodale

L' efficacité de l' équilibre du marché de l' électricité requiert en premier lieu que le GRT se conforme aux règles de gestion esquissées ci-dessus. Mais ceci suppose aussi deux conditions importantes :

- Que l'on tende vers les conditions d'un équilibre concurrentiel en chacun des nœuds¹⁸. Cette hypothèse sera d' autant plus réaliste que les coûts de transport seront faibles, puisque l' ensemble

¹⁸ Jean Bergougnoux (cf. contribution) observe que l' existence d' un marché concurrentiel en chaque nœud du réseau n' est pas indispensable pour que les mécanismes de marché conduisent à l' optimum : un processus itératif

des nœuds appartiendront alors au même marché pertinent. A contrario, plus les contraintes de réseau seront importantes, plus les marchés demeureront cloisonnés et plus les possibilités d' utilisation stratégique de ces contraintes apparaîtront pour les opérateurs disposant de pouvoir de marché dans le réseau.

- Que converge le processus aboutissant à l' établissement d' un équilibre en chaque nœud, les opérateurs supportant des coûts de transport évalués justement à la marge de cette configuration du réseau.

Les difficultés à satisfaire ces deux hypothèses sont probablement à l' origine des écarts que l' on observe entre les tarifications concrètes et la référence économique de la tarification nodale. Si celles-là conservent en général l' idée de tarifs fondés sur les décisions physiques d' injection et de soutirage, qui se concrétise par les formules de type timbres-poste, ceux-ci sont beaucoup moins différenciés, à la fois dans la dimension spatiale et dans la dimension temporelle : il s' agit au mieux de tarifications zonales ; exceptée la prise en compte de certaines contraintes de réseau, les tarifs de transmission tendent à être uniformes.

Outre la recherche de la transparence et de la simplicité, ces amendements et simplifications par rapport à la tarification nodale doivent être conçus pour établir un cadre propice au développement de la concurrence, en essayant malgré tout de minimiser autant que possible ce que coûte l' amoindrissement de la différenciation tarifaire en termes de renoncement à certaines incitations à l' orientation efficace des comportements.

La question est alors de trouver les instruments complémentaires (règles de comportement, programmation, traitement de cas particuliers) pour traiter les problèmes incitatifs correspondants, ou les moyens de réintroduire du signal prix du côté du marché où les comportements sont les plus déterminants pour l' efficacité allocative. Des tarifs spécifiques pour certaines formes d' utilisation, ou pour des distances très courtes entre injection et soutirage peuvent ainsi se justifier, comme moyen de compenser par exemple le fait qu' une tarification zonale ignore la condition $t_{kk} = 0$. Mais il y a alors un difficile compromis à trouver, entre d' un côté l' ouverture d' opportunités favorables à l' équilibre offre demande aux nœuds, et le risque de générer du contournement inefficace ou de l' écrémage de l' autre. Le risque en effet est que ce type de dispositif ne soit essentiellement utilisé que comme un moyen d' échapper au paiement des contributions («mark-up») à la couverture des charges du réseau.

L' uniformisation des tarifs tend par ailleurs à gommer, voire ignorer, les prix d' ordre de la tarification nodale justement aux instants ou lieux qui sont dimensionnants pour la politique de développement du réseau car c' est à ce moment que peuvent se matérialiser des pertes importantes ou les contraintes de capacité du réseau. La question du recouvrement des charges du réseau par le GRT en devient d' autant plus critique. Du point de vue de l' efficacité, la solution à ce problème de financement du GRT consiste à «taxer» les agents dont les comportements seront les moins affectés (peu élastiques) conformément aux règles de Ramsey-Boiteux. L' examen plus précis de ce qu' elles signifient dans ce contexte mériterait sûrement d' être approfondi, en fonction des instruments tarifaires disponibles. Par ailleurs il peut éventuellement en résulter un conflit avec l' objectif de non-discrimination.

entre le GRT (annonçant les tarifs d' injection des producteurs) et un marché spot unique (permettant la confrontation des coûts marginaux incluant le tarif d' injection) répondrait à la question.

Les points clefs

Compte tenu des mécanismes physiques qui régissent le fonctionnement des réseaux d'électricité, les données qui apparaissent pertinentes pour en assurer la tarification sont bien celles qui concernent les injections et soutirages effectifs. Une tarification à la distance à partir de chemins fictifs déduits des contrats n'a pas de signification technico-économique. Elle risquerait de cloisonner le marché, qui pour fonctionner efficacement, c'est-à-dire utiliser au mieux les équipements disponibles par ordre de mérite, a besoin de fluidité.

Ceci justifie le recours préférentiel aux formules de type timbre-poste associées à des tarifs de transport relativement neutres, hormis le cas de congestion avérée, confiné au développement de marchés d'échanges suffisamment larges, notamment pour l'offre de réserves, de manière à utiliser au mieux l'ensemble des équipements du marché pour satisfaire la demande et s'ajuster aux aléas.

Outre la mise en place d'instruments adaptés à la résolution des problèmes de congestion - en distinguant éventuellement le cas de segments particuliers - la qualité de la tarification dépendra d'abord de sa capacité à ne pas créer de cloisonnement des marchés : surtout éviter le «pancaking». Les problèmes rencontrés pour établir la structure des tarifs par niveaux de raccordement et dans la tarification des transits transfrontaliers relèvent intrinsèquement de cette même préoccupation même si dans le détail les points à examiner sont différents : prise en compte des flux de bouclage et financement des infrastructures induites pour les transits, structure et origine des coûts entre les différents niveaux de tension au niveau national. A cet égard, il faudra examiner par exemple dans quelle mesure le coût relativement élevé en France du réseau 400 kV résulte du fait que celui-ci a été développé pour unifier le parc nucléaire d'EDF, et s'attacher à ce que les frontières entre transport et distribution ne créent pas de distorsions.

Pour les mêmes raisons il faut prendre garde à ne pas imputer au titre du raccordement aux réseaux des coûts de renforcement qui pourraient traduire une réglementation demeurant asymétrique au détriment des entrants.

Trouver des compromis satisfaisants pour régler ces différents problèmes constitue le premier objectif à réaliser. Mais comme le souligne la contribution de Laffont et Tirole et l'encadré ci-dessous de Léautier, il importera de bien mesurer comment les solutions trouvées relèvent encore du rafistolage par rapport à ce qui serait souhaitable, et pourrait être possible à terme si l'on en juge par le développement rapide des travaux appliqués sur la tarification nodale, et aussi des instruments opérationnels utilisant les technologies de l'information et des communications pour les calculer. Il importe donc de ne pas figer les choses et favoriser les solutions évolutives.

Ceci suggère que le GRT calcule aussi rapidement que possible des prix nodaux, qui pourront de plus être utiles pour orienter les choix de développement des réseaux.

«Limites des approches non nodales»

(source Léautier, 1999)

Pays/région	Approche	Difficulté rencontrée
<ul style="list-style-type: none"> Angleterre et le Pays de Galles 	<ul style="list-style-type: none"> Double timbre-poste ◇ Tarification de l'accès (£/kW/an) non uniforme ◇ Coûts de congestion et des pertes inclus dans une surcharge uniforme : « Uplift » (£/MWh) 	<ul style="list-style-type: none"> Les utilisateurs du système (demande, production) n'internalisent pas le coût véritable de leurs actions Le « bien-être » est réduit par au moins 0,7 % du revenu des producteurs (Green, 1999), un septième des bénéfices nets de la privatisation et de la restructuration du système électrique anglais (Newbery et Pollitt, 1997)
<ul style="list-style-type: none"> Interconnexion Pennsylvanie-New-Jersey-Maryland 	<ul style="list-style-type: none"> Initialement, tarification uniforme de l'énergie (test) 	<ul style="list-style-type: none"> Une possibilité d'arbitrage s'est créée entre le marché centralisé et les contrats bilatéraux Les prix ont augmenté de telle sorte qu'il a fallu suspendre le test et adopter la tarification nodale de l'énergie
<ul style="list-style-type: none"> Nouvelle-Angleterre 	<ul style="list-style-type: none"> Initialement, l'opérateur du système considère que la congestion est négligeable 	<ul style="list-style-type: none"> De nouvelles centrales de gaz proposées dans le nord du système vont rendre le système congestionné L'opérateur du réseau a décidé d'adopter la tarification zonale de l'énergie

L'architecture de la tarification du transport

La contribution de Helm a examiné plus en détail comment les différentes options d'allocation des coûts et de tarification du transport expriment cet arbitrage implicite entre : promotion de la concurrence, efficacité allocative et "équité" ou non-discrimination de la tarification. On peut aussi illustrer ces enjeux à un niveau plus général, en considérant (en remontant de l'aval vers l'amont, donc de la fonction d'opérateur de système vers celle d'opérateur de marché) les deux principales étapes du travail du GRT (cf. les descriptions détaillées de son rôle dans les contributions de Lévêque, Singh et Perez-Arriaga) :

L'équilibre instantané du réseau

Le réseau demeure géré de manière centralisée par un «dispatching» technique. La tarification à cet horizon est alors essentiellement conçue dans une perspective de recouvrement des charges correspondant aux coûts des écarts, à la fourniture et à la gestion des services système. Mais ceci ne signifie pas que les questions d'incitations ont disparu ou que les mécanismes de prix peuvent être ignorés à ce moment. Il pourrait être justifié en effet de tarifer différemment ces services aux opérateurs qui peuvent s'engager sur des consommations peu volatiles, qui utilisent donc peu ces services, ou de maintenir des incitations à l'effacement. Surtout, pour que la fourniture des écarts soit assurée efficacement, l'organisation d'un marché à la marge peut être très utile pour déterminer l'ordre d'appel des centrales. La dissociation opérateur de marché/opérateur de système peut par ailleurs obliger à préciser la nature du droit associé à la définition de l'équilibre programmé en J-1 : quelles sont les garanties de pouvoir exécuter le programme ? Les pénalités en cas d'interruption ? Les conditions de fourniture des écarts ? etc.. Tous ces éléments ont en effet un impact concurrentiel potentiellement important.

L' établissement des programmes d' appel en J-1 (le jour pour le lendemain)

C'est au fond à ce moment que le fonctionnement effectif du marché peut se rapprocher le plus du modèle théorique exposé ci-dessus. En pratique, on en reste cependant encore loin puisque l' on n' effectue que deux itérations, la première sans contrainte de réseau avec un prix de transport uniforme sur l' ensemble de la zone, ce qui revient à considérer celle-ci comme un marché unique intégré ; puis une seconde pour résoudre les contraintes de réseau. Cette démarche est strictement appliquée dans le système britannique, la solution consistant à garantir la marge des opérateurs qui se trouvent évincés du fait des contraintes de réseau à la deuxième étape, et à en répartir le coût. L' établissement de l' ordre de mérite des centrales est ainsi privilégié, mais au détriment des incitations à la localisation des équipements (traitée en théorie par ailleurs par le zonage de la tarification, mais qui s' est révélé peu incitatif en pratique) ; et au risque de générer des comportements stratégiques au niveau de la première étape, les opérateurs dominants anticipant les contraintes de réseau et les utilisant pour peser sur les prix.

En l' état, tous les systèmes semblent distinguer ces deux étapes pour établir les programmes d' appel en J-1, les congestions étant donc traitées par le biais d' instruments spécifiques, qui distinguent éventuellement certains segments particuliers appelant un traitement au cas par cas. Dans leur principe ceux-ci devraient viser à refléter les variables duales des contraintes de réseau. Le recours à des mécanismes économiques (tarifs, enchères, marchés de droits) devrait donc être privilégié à ce niveau pour allouer les capacités aux agents pour qui celles-ci ont le plus de valeur. S' il ne semble pas encore exister de solution bien établie en ce domaine pour choisir entre les différents instruments, la solution du «grandfathering» pour l' allocation des droits paraît devoir être écartée en général, car elle revient à se priver de l' instrument le plus naturel pour financer les investissements permettant d' alléger les congestions, ce qui implique donc d' utiliser d' autres générateurs de distorsions. Par ailleurs ceci peut renforcer les barrières à l' entrée dans le secteur.

Le schéma qui semble émerger combine donc finalement un schéma de type timbre-poste, éventuellement différencié par zone, complété par des mécanismes particuliers pour la congestion. Il semble de nature à permettre dans de bonnes conditions le fonctionnement à court terme du marché, c' est à dire à équipements donnés.

Dans la mesure où l' on se trouve durablement dans des situations de surcapacités, ceci peut être considéré comme l' essentiel. Il faut cependant être conscient que de manière générale, les amendements évoqués ci-dessus conduisent à supprimer pratiquement tout rôle de signal des prix de transport pour les décisions à long terme, qu' il s' agisse de celles des opérateurs (localisation) ou du développement du réseau par les GRT. Comme en matière de conditions de raccordement ou de créations de lignes directes, des dispositifs de régulation complémentaires sont donc nécessaires en ce domaine. Ceux-ci doivent certes être conçus pour ne pas stimuler les entrées inefficaces ou générer des surcoûts à l' ensemble de l' industrie. Il faudra aussi veiller à une articulation cohérente de la tarification du transport du gaz avec celle de l' électricité, sous peine de voir des localisations de nouvelles centrales à gaz cherchant à exploiter des opportunités d' arbitrage. Mais ils doivent aussi et d' abord éviter de pérenniser des barrières empêchant l' établissement d' un fonctionnement concurrentiel du marché. En ces domaines, le rôle de la CRE sera donc essentiel.

2.4. LES GRANDES OPTIONS DE TARIFICATION

Ayant rappelé ce qui serait la tarification idéale, il convient d'examiner les avantages et inconvénients des solutions envisageables à court terme. Ceci conduit à privilégier la solution dite des «deux demi timbres-poste» (injection et soutirage), calibrés pour recouvrer les charges du GRT, différenciés géographiquement pour refléter les déséquilibres de certaines zones, ce dispositif étant complété par des instruments spécifiques pour résoudre les autres problèmes de contraintes de réseau.

2.4.1. Les principaux choix à effectuer

Les critères de tarification du transport et de la distribution doivent refléter les caractéristiques des services rendus par le réseau d'acheminement. La tarification associée à une transaction pourrait ainsi prendre en compte :

- la puissance électrique (souscrite, ou mesurée) envoyée sur le réseau ;
- le volume d' énergie transporté ;
- les caractéristiques physiques (tensions) aux points d' injection et de soutirage ;
- l' état du réseau (congestion) aux points d' injection et de soutirage ;
- l' éloignement entre producteur et consommateur ;
- plus généralement, l' impact général de la transaction sur le réseau.

Les trois premiers critères ont été retenus par l' ensemble des systèmes étrangers. Les grands modèles de tarification de l' utilisation des réseaux qui émergent tant des expériences étrangères que des réflexions théoriques divergent en revanche sur les derniers points. Ces modèles sont principalement au nombre de trois, avec diverses variantes, notamment en ce qui concerne la répartition retenue entre le producteur et ses consommateurs, qui relève de règles plus ou moins arbitraires :

- la tarification nodale
- le timbre-poste
- l' itinéraire contractuel

Déterminer une grande option de tarification nécessite donc de faire des choix parmi les alternatives suivantes :

- Prendre ou non en compte la distance (en distinguant éventuellement certaines utilisations particulières du réseau pour lesquelles la tarification à la distance apparaîtrait par exception plus pertinente), autrement dit choisir entre des formules de type timbre-poste ou de type tarification à la distance.
- Différencier ou non les tarifs selon les points d' injection (signal économique vers le producteur) et de soutirage (signal économique vers le consommateur), autrement dit orienter le système de tarification vers un système de type nodal.

- Répartir le coût du transport sur le producteur ou sur ses consommateurs.
- Déterminer les critères techniques de tarification : niveaux de tension, partage entre part énergie et part puissance (avec, pour cette dernière, le choix entre puissance souscrite et puissance mesurée).

2.4.2. Le choix entre timbre-poste et tarification à la distance

La répartition des flux physiques d'énergie sur le réseau de transport électrique obéit à des lois physiques suivant lesquelles le courant électrique se répartit dans le réseau en empruntant les chemins de moindre résistance. Il en résulte que les «flux parallèles» sont omniprésents, et que cette répartition du courant n'entretient donc pas de rapport simple avec les transactions commerciales entre producteurs et consommateurs. Calculer les coûts d'utilisation correspondants, autrement qu'en se référant à la modélisation nodale esquissée au chapitre précédent, apparaît de plus extrêmement complexe, car ceux-ci sont fluctuants et soumis aux externalités que représentent les injections et soutirages des autres acteurs.

Faute de pouvoir recourir à une analyse précise des coûts propres à chaque transaction en se fondant sur une analyse exacte du fonctionnement du réseau, il a été parfois proposé d'utiliser la distance entre producteur et consommateur comme critère de modulation des tarifs (les tarifs croissant alors avec la distance). Mais la distance entre le point d'injection et le point de soutirage d'un contrat n'apparaît pas comme une bonne variable pour caractériser les coûts de transport dont les «distances» réelles dépendent en fait de la manière dont le contrat rééquilibrera ou déséquilibrera le réseau, selon que l'injection se fait dans une zone importatrice ou exportatrice, le soutirage dans une zone exportatrice ou importatrice. A l'exception de l'Allemagne aucun pays n'a d'ailleurs retenu de système de tarification à la distance. Le système allemand a d'ailleurs subi beaucoup de critiques, et il a été récemment modifié. En dissuadant les contrats entre producteurs et consommateurs éloignés, un tel système de tarification protège les producteurs historiques (de proximité) au détriment des concurrents plus éloignés. Ce système nuit à la «contestabilité» du marché, à l'entrée de concurrents potentiels, à la baisse des prix et à la diversification de la demande qui sont recherchées à travers les processus de libéralisation des marchés de l'énergie en Europe.

Outre de meilleures justifications économiques, un système de timbre-poste présente donc l'avantage d'être compatible avec une harmonisation des tarifications du transport en Europe.

2.4.3. Le partage entre producteurs et consommateurs

Si une tarification nodale permet de faire apparaître sans ambiguïté deux termes dans la tarification (l'un pour l'injection, l'autre pour le soutirage), le partage du timbre-poste entre producteur et consommateur apparaît en revanche relativement ouvert, même si l'on peut montrer - d'un point de vue théorique - qu'une partie de ce timbre-poste devrait s'appliquer identiquement (en valeur absolue) à l'injection et au soutirage, mais avec des signes opposés¹⁹.

L'examen des partages retenus à l'étranger montre que des situations diverses coexistent, allant du partage 0% producteurs-100% consommateurs en Espagne, à un taux 50-50 en Norvège, en

¹⁹ Cf. contribution de J. Bergougnoux.

passant par une répartition 25-75 en Angleterre. Peu d'arguments économiques permettent en fait de justifier a priori un choix plutôt qu'un autre au vu des charges à recouvrer. Par ailleurs, il faut évidemment se rappeler que ce n'est pas forcément le côté qui paye le transport qui le supportera effectivement, celui-ci pouvant être reporté par exemple du producteur vers le consommateur.

Le type de répartition choisi peut cependant contribuer à donner diverses incitations aux opérateurs, notamment vis-à-vis des échanges extérieurs :

- Un partage 0-100, qui fait peser l'ensemble des charges sur les consommateurs, exonérerait les exportations de toute contribution au financement du transport. Un tel choix semble cependant contestable car les flux d'exportations engendrent des coûts de réseau, qui doivent être supportés par les opérateurs concernés.
- Pour les transits internationaux, l'usage de taux de répartition trop différents d'un pays à l'autre, altère sans justification la compétitivité de certaines offres. A l'extrême, un partage 100-0 en France joint à un partage 0-100 en Espagne exonérerait de toute charge de transport un flux de l'Espagne vers la France, alors qu'un flux inverse contribuerait doublement aux charges.
- Enfin, si l'on souhaite que la tarification du transport joue un rôle incitatif tant auprès des producteurs que des consommateurs, le partage doit être choisi de telle sorte que les deux catégories d'acteurs puissent être soumises à un signal tarifaire différencié.

Afin d'éviter le développement de distorsions dans la concurrence internationale, il apparaît finalement souhaitable de retenir en France une répartition du timbre-poste qui soit proche de celle en vigueur dans les pays limitrophes. Le partage injection – soutirage pourrait également être fondé sur la différence entre l'élasticité au prix de transport des producteurs d'une part et des consommateurs d'autre part. Une répartition un tiers - deux tiers apparaîtrait cohérente avec les deux objectifs précédents. De plus un tel partage préserverait la possibilité que la tarification joue pleinement son rôle incitatif, tant vers les producteurs que vers les consommateurs, dans l'hypothèse où les tarifs seraient différenciés géographiquement ou évolueraient vers une tarification nodale.

2.4.4. La pertinence économique des formules de type timbre-poste

Pour apprécier la validité économique des timbres poste utilisés en pratique, il faut revenir sur les caractéristiques de la tarification nodale. Celle-ci est en effet :

- (i) une tarification au coût marginal de court terme (à l'inverse du timbre-poste qui est une tarification au coût moyen) ;
- (ii) une tarification différenciée pour orienter les choix des producteurs et consommateurs (l'unité idéale de tarification serait le noeud du réseau et non une zone, et la tarification optimale se déduit de l'optimisation du système électrique) ;
- (iii) une tarification qui suppose généralement que la taille du réseau est optimale (dès lors que cette condition n'est pas respectée, la tarification nodale ne donne pas les bonnes incitations à long terme et il faut introduire des éléments correctifs pour traiter cet écart).

Dans cette liste, l'élément crucial est le deuxième. Pour que la tarification à deux demi-timbres-poste se rapproche des résultats de la tarification nodale, il faudrait que celle-ci comporte suffisamment d'instruments de différenciation spatio-temporelle. Toutefois, aménager ainsi un système de type

timbre-poste adossé à de multiples instruments annexes resterait vraisemblablement moins efficace que l'application directe de la tarification nodale. On a vu en effet qu'il fallait pour atteindre l'optimum économique tarifier le transport sur la base de l'écart entre le prix nodal de l'électricité p_k au nœud de soutirage et le prix p_j au nœud d'injection.

La troisième condition est évidemment essentielle : il n'y a pas de bonne solution tarifaire lorsqu'elle n'est pas vérifiée. S'agissant enfin de la première, la nature des écarts entre le coût marginal de court terme et le coût moyen appelle une analyse plus précise. En effet, les coûts de génération et «redispaching» associés à la tarification nodale, et les coûts en capital engagés par le développement du réseau sont les deux faces d'une même pièce, au moins à la marge, puisque l'on investit justement pour économiser les premiers.

Dans le cas des télécommunications, ceci avait conduit à privilégier l'analyse des coûts de développement du réseau pour élaborer la tarification de l'interconnexion, avec la notion de coût moyen incrémental de long terme. Compte tenu de la croissance rapide de ce secteur, l'articulation entre ces coûts et le fonctionnement instantané du réseau pouvait demeurer relativement générale. Il n'en va pas de même avec l'électricité, puisque la tâche première assignée au GRT est d'assurer un équilibre efficace du réseau, dans lequel les programmes d'appel des centrales respectent l'ordre de présence économique, celles appelées en premier ayant les coûts de combustible les plus faibles. Ceci conduit donc à accorder plus d'importance à l'analyse des coûts de court terme, mais ce n'est pas contradictoire pour autant avec l'attention portée par ailleurs aux coûts en capital de développement du réseau de transport, qui y sont liés.

Toutefois, une telle tarification appliquée strictement ne permet que de recouvrer une partie des coûts du GRT. Il convient donc de compléter cette approche par une règle d'imputation des coûts fixes, qui peut être, par exemple, inspirée des prix de Ramsey-Boiteux. Dans ce cas on fait porter l'effort de financement de «péage» par un «mark up» en tenant compte des élasticités, de manière à minimiser les distorsions par rapport à la tarification de premier rang. Si l'on fait le choix plus simple, mais qui procède jusqu'à un certain point de la même démarche de «neutralité», de répartir les coûts fixes de façon forfaitaire entre tous les usagers du réseau, par l'imputation d'une surcharge à la tarification nodale, et de répartir une fraction des coûts variables au producteur, on obtiendrait bien un tarif qui aurait la forme d'un double timbre-poste modulé géographiquement.

Pour schématiser que soit cette représentation de la tarification, elle permet de préciser quelques points utiles :

Différenciation géographique du timbre-poste pour les consommateurs et les producteurs

A priori, la référence à la tarification nodale justifie une différenciation géographique du timbre-poste «en miroir» pour les producteurs et pour les consommateurs : une injection supplémentaire plus coûteuse dans une zone exportatrice devrait s'accompagner d'un moindre coût du soutirage (qui constitue une «injection négative»). La mise en œuvre de ce principe ne se heurte pas à la nécessité (prévue par le projet de loi) de maintenir une péréquation tarifaire pour les non éligibles. En effet cette péréquation porte sur le prix final (de détail) de l'électricité aux clients captifs et non pas sur sa composante transport (composante qui, par ailleurs, ne pèse que marginalement - 10% environ - dans le prix final du kWh, et doit en tout état de cause, être vue comme un coût comme un autre qui doit être supporté par les agents qui en sont à l'origine, sans quoi on risque de créer des gaspillages importants dans le système électrique). Le terme de soutirage L du demi-timbre-poste pourrait donc

être différencié géographiquement. Une telle différenciation est d'autant plus souhaitable que les consommateurs éligibles sont sensibles aux prix, auquel cas un signal tarifaire adressé à la demande est pertinent pour inciter aux localisations efficaces et pour optimiser le réseau existant.

Tarification des contrats de proximité

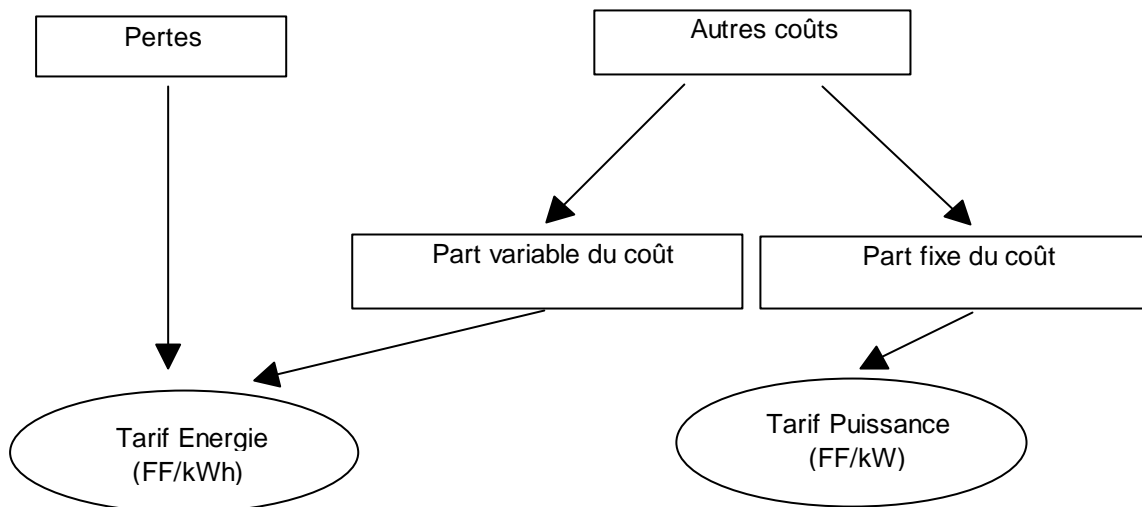
Un contrat de proximité, passé entre un producteur et un consommateur rattachés au même nœud du réseau (ou à des nœuds très proches) paierait a priori un tarif de transport nul dans une tarification nodale pure, et un tarif réduit aux seuls péages servant à financer les coûts fixes dans le double timbre-poste idéal. Si en moyenne ce dernier tarif serait donc inférieur à celui qui est appliqué à des transactions pour de plus longues distances, il n'est pas pour autant nul, loin de là, lorsque les coûts variables ne représentent qu'une petite partie du coût total. On reviendra sur la tarification qu'il convient d'appliquer aux contrats de proximité en absence de tarification nodale au chapitre 2.6.

2.4.5. Le partage entre énergie et puissance

La répartition entre les termes énergie et puissance de la tarification peut être analysée sous un aspect technico-économique, mais aussi en étudiant l'impact de ce choix sur le développement et l'efficacité du marché. Une tarification à la puissance peut ainsi être un moyen indirect pour refléter les coûts de développement du réseau associés aux usages qui déterminent son dimensionnement. Mais retenir une part puissance importante peut pénaliser les productions occasionnelles d'énergie, et favoriser les productions «en bande» (uniformes le long de l'année). Une part puissance importante peut donc décourager des entrées. Enfin, si elle permet de recouvrer - en tant que terme de bouclage - les coûts fixes du réseau, l'introduction d'une part puissance dans les tarifs ne coïncide pas en général avec la tarification optimale sous contrainte d'équilibre budgétaire du GRT.

En pratique, les divers systèmes de tarification du transport retiennent tous un terme au kW, dépendant de la puissance (souscrite ou réelle) et qui est payé même si aucun échange d'énergie a lieu, auquel peut venir s'adjoindre un terme énergie (au kWh), terme qui est proportionnel à l'énergie envoyée ou retirée du réseau. Certaines charges du GRT relèvent assez nettement de l'un ou l'autre des deux termes. Par exemple les pertes en ligne, si elles sont compensées financièrement, sont fonction de l'énergie transitée sur le réseau et tendent donc être affectées au terme énergie de la tarification. La répartition des autres charges est moins claire a priori.

Figure 4
Répartition des charges du GRT



Du point de vue théorique, l'optimisation du dimensionnement d'une ligne électrique fait apparaître, dans le coût de construction, une partie proportionnelle à l'énergie, puisque le dimensionnement résulte du choix de la section des conducteurs à utiliser et que plus la section est faible, moins elle est coûteuse, mais plus il y a de pertes en ligne.

A l'optimum, le coût de transport d'une ligne électrique peut ainsi être vu comme la somme d'un coût fixe (indépendant de l'énergie que l'on veut faire transiter) et d'un coût variable (relié à l'énergie), ce dernier étant lié au coût des pertes. En effet, si l'on admet que le coût de construction d'une ligne est la somme d'une part fixe, représentative du coût de la «file de pylônes» et du câble de section minimale, et d'une part variable représentative du coût de passage à des câbles plus gros, alors à l'optimum il doit y avoir égalisation entre le surcoût marginal d'un câble de section supérieure et le coût marginal des pertes. La part variable du coût de la ligne serait donc égale au coût des pertes. Il s'agit là d'une démonstration globale (l'ensemble du réseau français et ses transits sont en fait modélisés comme une seule ligne), qui peut être appliquée pour déterminer un partage global du tarif entre énergie et puissance, mais pas directement pour le dimensionnement précis d'un ouvrage particulier.

La partie puissance des tarifs apparaît le plus souvent comme un terme de bouclage qui permet de recouvrer l'ensemble des coûts. Toutefois, le choix de la répartition énergie-puissance joue un rôle important pour certaines utilisations du réseau. Par exemple, pour de courtes utilisations, un tarif à la puissance faible joint à des tarifs à l'énergie plus élevés peut être un moyen d'éviter le développement inefficace de lignes directes.

Dès lors que l'on accepte cette approche, il reste à choisir entre puissance souscrite (déclarée auprès du GRT) et puissance réelle, si les systèmes de mesure permettent de connaître à chaque instant la puissance appelée ou injectée sur le réseau par un utilisateur. Une tarification fondée sur les puissances réelles nécessite en effet des systèmes de comptage relativement élaborés, et demande que les acteurs économiques soient en mesure d'anticiper et de réaliser en pratique les arbitrages auxquels ce système leur donne accès. A court terme, il peut être préférable que le système repose

sur les puissances souscrites. Ce choix de simplicité est compatible avec la tarification des fournitures qui a été pratiquée jusqu'ici en France par EDF. Il ne nécessite pas d'installer de nouveaux instruments de mesure sur les sites des opérateurs, et surtout il est facilement lisible et expertisable.

En tout état de cause, ce choix devra être examiné attentivement par la CRE, qui devra pour cela analyser plus avant les raisons faisant qu'en Europe, des systèmes différents ont été choisis par des pays voisins. Par exemple, la Norvège facture une charge d'accès fonction de la puissance *installée*, alors que la Suède retient une charge d'accès dépendante de la puissance *souscrite*. De tels choix induisent sur le marché des effets distorsifs différents, à court et à long termes.

2.4.6. Proposition de structure tarifaire

En résumé, l'analyse des grandes options de tarification, et la recherche de l'efficacité économique invitent à mettre en place une tarification de type timbre-poste. Afin d'orienter les choix des producteurs, et de s'assurer que tous les flux d'énergie (y compris les exportations) participent équitablement à la couverture des charges qu'ils engendrent, il apparaît souhaitable que le timbre-poste porte à la fois sur les producteurs (terme G de la tarification) et sur les consommateurs (terme L). Dans la perspective d'une harmonisation européenne, les termes G et L pourraient peser respectivement pour environ un tiers et deux tiers dans la tarification.

Conformément à l'ensemble des tarifications du transport déjà mises en œuvre, les termes G et L seraient répartis en une partie relative à la puissance des installations, et en une partie proportionnelle à l'énergie envoyée sur le réseau. La construction des tarifs de la partie énergie serait fondée notamment sur le coût des pertes. Ils ne seraient modulés par période horosaisonnaire que dans la mesure où la corrélation entre les charges du GRT pour la compensation financière des pertes et la période de l'année serait établie. La différenciation devrait alors être opérée sur cette base et non sur la modulation des coûts de production qui peut avoir une structure horosaisonnaire très différente.

Il est proposé de moduler géographiquement par grandes zones la partie puissance des tarifs (G), afin de prendre en compte les contraintes induites par la production dans les zones déséquilibrées (excessivement exportatrices ou consommatrices nettes), et d'inciter les acteurs à corriger ces déséquilibres. Cette modulation à travers les tarifs nécessite des règles stables pour pouvoir être intégrées par les opérateurs. Mais elle paraît préférable à un système de bonus/malus à l'installation. Un tel système conduirait en effet automatiquement à un traitement excessivement dissymétrique des nouveaux entrants et des producteurs en place, traitement qui pourrait être soupçonné de constituer soit une barrière à l'entrée, soit une incitation à des entrées inefficaces.

En contrepartie le raccordement de nouveaux acteurs serait facturé sans tenir compte des renforcements éventuellement nécessaires sur le réseau («shallow cost», voir chapitre 2.6), ces derniers étant intégrés dans la rémunération ultérieure du capital, et mutualisés ensuite sur tous les utilisateurs. La modulation du terme G serait effectuée tout d'abord par grande zone géographique homogène, mais devrait évoluer vers une tarification plus fine lorsque cette dernière apparaît nécessaire.

Des tarifs spécifiques seraient appliqués aux utilisateurs ne faisant qu'occasionnellement appel au réseau (autoproducteurs,...). En revanche, on écarte plutôt l'idée de dispositifs spécifiques s'appliquant aux échanges contractuels entre producteurs et consommateurs dits de proximité. Enfin,

les transits internationaux feraient l'objet de procédures conformes aux propositions issues des GRT européens. Ces points sont développés dans les chapitres suivants, 5 et 6.

Les charges recouvrées par l'intermédiaire de la tarification du transport couvriraient l'ensemble des réseaux de transport au sens large (y compris donc les réseaux de distribution). Des mécanismes de répartition permettraient ensuite de rétribuer l'usage des réseaux appartenant aux différentes entités (GRT, distributions d'EDF, distributeurs non nationalisés, etc.). Ces mécanismes pourraient ne pas apparaître dans les factures destinées aux usagers du réseau.

2.5. LA TARIFICATION DES TRANSPORTS INTERNATIONAUX

L'analyse du marché de l'électricité menée au chapitre 1 a montré que la viabilité des échanges internationaux d'énergie conditionnera vraisemblablement la «contestabilité» à moyen terme du marché français et, plus généralement, l'émergence d'un véritable marché intérieur européen de l'électricité. Or les transits transfrontaliers posent des problèmes que le recours à la subsidiarité de chaque Etat ne devrait pas permettre de résoudre spontanément. Il importe donc de mettre en place dans l'Union des mécanismes de tarification adaptés aux transports internationaux, et de s'assurer que le système retenu en France pour l'accès au réseau sera compatible avec de tels mécanismes.

2.5.1. Les questions spécifiques posées par les contrats transfrontaliers

L'exécution d'un contrat de fourniture d'électricité entre un producteur et un consommateur de nationalités différentes implique l'intervention coordonnée de plusieurs GRT. Le réseau auquel est rattaché le producteur intervient bien sûr, de même que celui auquel est rattaché le consommateur. S'ajoutent éventuellement, si les deux précédents ne sont pas limitrophes, un ou plusieurs réseaux de transit. A ceux-ci s'ajoutent dans la plupart des cas d'autres réseaux, non directement concernés par la transaction, mais sur lesquels circulent des flux, dits de bouclage, nécessaires à l'équilibre global de la zone dans laquelle a eu lieu la transaction. Ces flux de bouclage peuvent être importants.²⁰

Sur l'ensemble des réseaux concernés, l'exécution du contrat mobilisera des capacités de transport, provoquera des pertes et de la congestion, et affectera la fourniture des services système. Les coûts associés à un contrat d'acheminement donnés sont difficiles à localiser, et ils dépassent le cadre des seuls GRT de la zone d'exportation et de la zone d'importation, qui sont naturellement appelés à avoir connaissance de la transaction passée entre le producteur et le consommateur.

²⁰ A titre d'illustration, selon MM. Haubrich et Fritz (Rapport à la Commission européenne, "Cross-Border Electricity Transmission Tariffs", pp. 13), l'exécution d'un contrat d'exportation de 1000 MW du nord de la France vers l'Italie implique les flux transfrontaliers suivants :

- 380 MW de la France vers l'Italie ;
- 250 MW de la France vers la Suisse ;
- 220 MW de la France vers l'Allemagne ;
- 150 MW de la France vers la Belgique ;
- 150 MW de la Belgique vers les Pays-Bas ;
- 150 MW des Pays-Bas vers l'Allemagne ;
- 210 MW de l'Allemagne vers la Suisse ;
- 120 MW de l'Allemagne vers l'Autriche ;
- 40 MW de l'Allemagne vers la République Tchèque ;
- 40 MW de la République Tchèque vers l'Autriche ;
- 50 MW de l'Autriche vers l'Italie ;
- 50 MW de l'Autriche vers la Suisse ;
- 60 MW de l'Autriche vers la Slovaquie ;
- 60 MW de la Slovaquie vers l'Italie ;
- 510 MW de la Suisse vers l'Italie.

Il est indiqué par ailleurs que les pourcentages du flux contractuel transitant physiquement à travers les différents réseaux ne dépendent pas significativement du niveau global du flux.

Jusqu'à présent, ce double problème était résolu très simplement. Les GRT échangeaient l'information nécessaire à la bonne exécution des contrats. Et chaque GRT assumait les coûts impliqués sur son réseau par l'ensemble des transactions internationales, sans système de compensation d'aucune sorte. La simplicité de la solution reposait sur le montant relativement limité des flux internationaux.

L'ouverture du marché européen de l'électricité, favorable à un développement rapide des contrats de transport internationaux, remet en cause cet arrangement. Un protocole d'échange d'information devra être élaboré entre les GRT, avec certaines difficultés associées au fait que certains d'entre eux ne sont pas juridiquement séparés de producteurs. Mais surtout, les régulateurs sont d'accord sur la nécessité de mettre en place un système de compensations prenant mieux en compte les coûts associés aux flux transfrontaliers. Ce second point, et ses implications éventuelles sur la tarification du transport à l'intérieur même de la France, sont examinés plus en détail dans ce qui suit.

2.5.2. Le cadre communautaire

La Commission Européenne se penche actuellement sur les questions relatives aux transits internationaux d'électricité.

«Résumé de l'étude sur la tarification des échanges transfrontaliers»

(study on Cross-Border Transmission Tariffs)

Hans Jürgen Haubrich

Wolfgang Fritz

Avril 1999

L'étude commandée par la Commission européenne s'intéresse aux méthodes adoptées par chaque Etat pour la tarification du transport de l'électricité, et à la nécessité (ainsi qu'à la possibilité) d'harmoniser ces pratiques afin que soient tarifées correctement les transactions transfrontalières, et qu'émerge un vrai marché intérieur de l'électricité dans l'Union. Après avoir analysé les méthodes de tarification retenues dans chaque Etat, les auteurs détaillent différentes solutions pour harmoniser les conditions d'échange international de l'énergie, et font des recommandations, tant en ce qui concerne la tarification du transport que le traitement de la congestion des lignes électriques.

Les auteurs constatent que tous les systèmes de tarification européens font peser le recouvrement des charges d'un réseau national sur les utilisateurs installés sur le territoire national (et non pas sur ceux qui l'utilisent tout en étant installés à l'étranger). Généralement, les tarifs de transport ne sont pas fondés sur les contrats commerciaux (distance producteur - consommateur, etc.). Afin de limiter les distorsions de concurrence, les auteurs recommandent d'harmoniser les principes généraux de répartition des charges (producteur/consommateur), et de faire peser une partie des coûts sur les producteurs afin de permettre l'introduction d'un signal tarifaire modulé pour leur localisation.

En ce qui concerne les transits transfrontalières, il faudrait rendre possible les compensations entre opérateurs de réseau (ou, directement, entre les acteurs du marché et les opérateurs de réseau). Pour ce faire deux méthodes sont suggérées :

- on pourrait mettre en place un système de compensation internationale qui serait géré par les opérateurs de réseau ; le montant global des charges dues au titre des transits transfrontalières serait perçu sur tous les utilisateurs européens, à travers une contribution uniforme (ce qui éviterait d'identifier les charges liées à telle ou

telle transaction, mais à l' inverse ne permettrait pas de donner de signal incitatif spécifique aux acteurs) ; en pratique, cette contribution uniforme pesant sur tous les acteurs serait vraisemblablement très faible ;

- le réseau européen pourrait être divisé en zones tarifaires, et l' on pourrait instaurer des tarifs de transit d' une zone à l' autre (sous une forme matricielle) ; ces tarifs seraient appliqués aux flux agrégés annoncés aux gestionnaires de réseau par les acteurs ; cette méthode pourrait mieux refléter les coûts imputables à chaque transit mais présenterait vraisemblablement le handicap de ne pas donner de tarifs prévisibles ni anticipables par les acteurs, et de nuire à la fluidité du marché.

Les deux modèles pourraient être panachés : à un tarif uniforme pourrait être ajoutée, au cas par cas, une surcharge tenant compte des saturations des lignes transfrontalières.

En ce qui concerne la congestion, les auteurs distinguent :

- les goulots d' étranglement récurrents, pour lesquels il faudrait créer une tarification qui soit fonction des transactions commerciales qui sont responsables de la congestion ; les revenus tirés des surcharges appliqués aux transactions en cause pourraient alors financer les renforcements du réseau permettant de réduire les goulots ;

- les congestions non reliées à des transits bien identifiés devraient être traitées par des mesures de type "countertrading" (réorientation des programmes de production) qui engendrent des charges supplémentaires dont le coût serait mutualisé sur tous les acteurs.

Les auteurs concluent en mettant en avant la nécessité de choisir avant tout des mesures faciles à appliquer en pratique, ces dernières pouvant en effet ultérieurement faire l' objet de raffinements pour mieux remplir d' autres objectifs (rendre compte des coûts, etc.).

«Les exigences d' harmonisation du marché intérieur de l' électricité»

Eléments tirés du « Second rapport au Conseil et au Parlement européen sur les exigences d'harmonisation »

La directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l' électricité prévoyait la publication, dans l' année suivant l' entrée en vigueur de la directive, d' un rapport sur les exigences d'harmonisation. Ce rapport aborde notamment la question de la tarification qu' il serait souhaitable de mettre en place en Europe pour le transport international de l' électricité : gestion des goulots de congestion, tarification des transits transfrontaliers, mesures à prendre vis-à-vis de pays limitrophes mais n' appartenant pas à l' Union.

La gestion des lignes internationales de transport en cas de capacités de transit limitées

Les contraintes physiques des lignes d' interconnexion entre deux pays ne permettent pas toujours d' accueillir l' ensemble des transactions souhaitées par les opérateurs.

A court terme, le rapport propose que, pour optimiser les infrastructures existantes, les GRT des pays concernés superposent les demandes contractuelles de transport en sens inverses, afin d' évaluer le flux physique global résultant, flux physique qui indiquera s' il y a ou non congestion. Lorsqu' il y a effectivement saturation physique (et non contractuelle) des capacités transfrontalières, les GRT concernés doivent appliquer une même règle commune d' allocation de la ressource de part et d' autre de la frontière. Afin de limiter l' accès à l' interconnexion saturée, plusieurs approches sont possibles : règle du premier arrivé - premier servi ; limitation au prorata ; limitation par ordre de mérite ; mise aux enchères de la capacité limitée ; etc..

A long terme, d' éventuelles réservations des capacités de transport pourraient gêner le libre accès aux infrastructures. Il faut donc réglementer strictement ces réservations, les limiter à un droit d' utilisation prioritaire des lignes, et contraindre les opérateurs qui en bénéficient à restituer les capacités résiduelles pour les transactions à court terme.

Enfin, toute infrastructure internationale de transport, dès lors qu' elle est reliée à chacune de ses extrémités à un réseau interconnecté, doit être ouverte à l' accès des tiers. Toutefois, on pourrait prévoir certaines exceptions, au cas par cas, afin d' adosser le financement des nouvelles capacités à des contrats de transport spécifiques, par exemple pour des liaisons en courant continu (câbles sous-marins, etc.) qui obéissent à d' autres logiques que les réseaux de transport en courant alternatif.

La tarification du transit international de l'électricité

Les transactions transfrontalières ne font actuellement l'objet d'aucune harmonisation tarifaire. De ce fait, le tarif de transport depuis un pays A jusqu'à un pays B s'obtient en accumulant les tarifs nationaux de chaque pays contractuellement traversé (depuis A jusqu'à B), ce qui conduit au «pancaking» : un prix du transport élevé, de nature à réduire l'intérêt des transactions entre des opérateurs situés dans des pays éloignés.

L'agrégation des tarifs nationaux («pancaking») n'est pas justifiée : les transits physiques sur le réseau ne correspondent pas aux flux contractuels et le coût du transit international ne correspond donc pas à la somme des coûts de transit national. Un réseau de transport maillé, comme l'est le réseau européen, est en effet comparable à un lac, auquel certains ajoutent de l'eau tandis que d'autres en retirent. Le fait que celui qui retire de l'eau du lac (celui qui soutire de l'électricité du réseau) soit situé à proximité de celui qui ajoute de l'eau (celui qui injecte de l'électricité sur le réseau) n'a que peu d'importance en termes de coût.

Dans un souci de compatibilité avec les systèmes retenus par la plupart des pays européens, il conviendrait donc d'adopter une tarification du transport qui prenne en compte les caractéristiques des points d'injection et de soutirage, mais pas nécessairement leur éloignement, ni l'itinéraire des transactions contractuelles entre ces points.

Afin de donner aux acteurs économiques des signaux tarifaires clairs et de rendre le système tarifaire compatible avec l'existence des marchés de négoce de l'électricité, le rapport suggère :

- *ex ante*, de définir (sous le contrôle des régulateurs) un système simple de timbres-poste pour les transits internationaux ;
- *ex post*, de laisser les GRT compenser entre eux les différences de recettes perçues, en tenant compte des flux effectivement enregistrés sur leurs réseaux.

Le timbre-poste T pour le transit d'un pays 1 (où se situe le producteur) à un pays n (où se situe le consommateur) pourrait prendre par exemple l'une des deux formes suivantes :

$$T = a_1 T_1 + a_2 T_2 + \dots + a_n T_n$$

où les T_i représentent le timbre-poste national d'un GRT, et où les a_i sont des coefficients de pondération traduisant le fait que seule une partie de chaque timbre-poste national doit être retenue en cas de transit international.

$$T = G_1 + (T_1 k_1 + \dots + T_n k_n) + L_n$$

où les k_i sont des coefficients de pondération, et où chaque GRT répartit sa redevance nationale de transport en trois éléments : un élément de connexion payé par le producteur (G), un élément de connexion payé par le consommateur (L), et un élément de transit (T).

L'intégration des pays tiers dans les échanges internationaux d'électricité

Plusieurs pays situés hors de l'Union vont jouer un rôle important sur le marché communautaire de l'électricité, par exemple du fait de leur position géographique au centre des réseaux d'échange (on peut penser à la Suisse).

Afin de garantir l'équité des échanges et de créer une politique harmonisée vis-à-vis des pays tiers, il est proposé d'utiliser le principe de réciprocité et d'autoriser les pays tiers à participer au marché intérieur, dans la mesure où ils respectent les règles communes (pourcentage minimum d'ouverture des marchés, conditions d'accès au marché, etc.).

La tarification des transports internationaux d'électricité fait l'objet de débats entre régulateurs et GRT. On fait ici le point de ces discussions après le troisième Forum des régulateurs européens qui s'est tenu à Florence en mai 1999. Ces forums sont des lieux de débats informels auxquels participent à la fois les régulateurs électriques, des représentants des Etats membres, des producteurs et des distributeurs électriques, des universitaires et des fonctionnaires de la Commission (DG XVII et de la DG IV). Ils visent à dégager des consensus autour de grandes lignes que pourrait ensuite suivre l'élaboration d'une nouvelle directive sur les échanges internationaux d'électricité, si celle-ci se révélait nécessaire.

Les paiements compensatoires entre GRT

L'idée avancée par les régulateurs et acceptée par la Commission consiste à mettre en place un système de versements destinés à compenser les coûts impliqués par les flux transfrontalières. Les pays qui, en raison de leur position centrale, jouent un rôle important dans les transits, sans nécessairement pouvoir imputer directement leurs coûts aux producteurs ou aux consommateurs se verraient ainsi indemniser.²¹

Du point de vue des GRT, ces compensations doivent d'abord permettre d'éviter que certains d'entre eux soient amenés à refuser (en pratique) l'accès au réseau à des flux internationaux qu'ils ne peuvent interdire (en théorie), et ce sous le prétexte qu'ils ne peuvent pas pratiquer les renforcements nécessaires. Elles doivent aussi favoriser le développement d'infrastructures d'interconnexion, d'autant plus nécessaire que la plupart des GRT gèrent aujourd'hui des réseaux qui ont été construits autour de l'optimisation de marchés principalement nationaux.

Du point de vue de la Commission, ces compensations sont indispensables pour le développement de conditions de concurrence équitables. En leur absence, certains réseaux seraient amenés à imputer à leurs utilisateurs nationaux des coûts résultant d'une utilisation par des tiers, ce qui est susceptible de conduire à des subventions croisées inefficaces.

Si tout le monde semble aujourd'hui d'accord sur le principe de telles compensations, le système concret de mesure et d'indemnisation des coûts n'a pas fait l'objet d'une proposition très précise à ce jour. On s'en tient pour l'instant à l'idée que chaque GRT sera capable d'identifier la partie de ses coûts imputable à des transactions pour lesquelles soit le vendeur, soit l'acheteur, soit les deux ne seraient pas directement reliés à son réseau. Il semble d'ailleurs se dégager un consensus pour considérer que la connaissance fine de l'ensemble des transactions ne serait pas nécessaire pour la mesure de ces coûts, mais qu'il suffirait de disposer des flux contractuels agrégés (par exemple sur un an) origine-destination par origine-destination. Il serait ensuite possible d'appliquer des clés de répartition entre GRT pour chacun des flux agrégés, et d'en déduire la répartition des coûts et des compensations.

L'ensemble de ces opérations serait effectué par une chambre de compensation à mettre en place entre les GRT. Ce système de compensation concernerait au premier chef le coût des infrastructures (exploitation, maintenance et rémunération du capital) et celui des pertes observées par chacun des GRT. Un système différent devrait s'appliquer aux coûts de congestion observés aux frontières.

²¹ A cet égard, il faut noter que la Suisse et la Norvège prennent part aux négociations et sont traitées sur le même plan que les GRT de l'Union européenne.

L'imputation des coûts aux clients des GRT

La répartition entre producteurs et consommateurs

Selon la directive 96/92, chaque Etat membre est laissé libre de définir la façon dont son ou ses GRT imputeront leurs coûts à leurs clients. En pratique, la plupart des pays ont adopté un système dans lequel les coûts sont répartis entre producteurs d'électricité, qui payent un montant G_i , et consommateurs, qui versent un montant L_i . Ces montants sont calculés en général sur la base de la puissance mise à disposition et de l'énergie effectivement acheminée.²² Ce système, dit du double timbre-poste, ne préjuge pas de la répartition de la charge, certains pays ayant choisi de tout prélever au niveau du consommateur ($G_i=0$), d'autre de répartir les prélèvements entre producteurs et consommateurs. A priori, pour une transaction interne à un GRT, cette répartition est indifférente à tous les agents.²³

Dans le cas de transactions entre GRT, cette répartition n'est plus indifférente. L'exportation d'électricité d'un GRT qui prélèverait toutes ses charges sur les producteurs vers un GRT qui les imputerait toutes à ses consommateurs donnerait lieu à une double tarification, alors que le flux inverse serait a priori exonéré.

Dans le souci d'éviter ces situations distorsives, la Commission s'est penchée sur l'opportunité d'harmoniser la répartition entre G et L par pays. Il semble s'être dégagé un consensus pour estimer que cette harmonisation, certes souhaitable, n'est pas aussi urgente que d'autres mesures, ou bien qu'elle se fera toute seule.

La structure de la tarification des transports entre GRT

Une fois reconnus la nécessité de compensations au titre des transports entre GRT et le mode de calcul de la situation nette de chacun d'entre eux, se pose la question du recouvrement des charges impliquées par ce système de compensation. Différents modes de recouvrement sont a priori envisageables.

- ***La mutualisation entre tous les clients de chaque GRT***

Le système le plus simple consisterait à considérer que la position nette de chaque GRT i vis-à-vis de la chambre de compensation doit être ajoutée à ses autres coûts, et que l'ensemble de ces charges agrégées est recouvert sur l'ensemble des producteurs et des consommateurs rattachés au GRT à travers les seuls termes G_i et L_i . Ceci présente l'avantage de la simplicité, d'une certaine transparence, et surtout de ne discriminer en rien entre les transactions inter et intra GRT (au-delà d'éventuelles différences entre les répartitions des G et L). L'inconvénient évident de ce système est de ne fournir aucun signal sur les éventuels surcoûts liés au caractère international (ou simplement inter GRT) des transactions. Certains surcoûts sont indéniables : il y a des coûts de synchronisation ou d'échanges d'information entre GRT qu'il est peu satisfaisant d'imputer aux transactions internes. Mais en dehors de ces coûts, et sachant que les congestions sur les lignes transfrontalières sont traitées par ailleurs, le système de mutualisation n'est pas nécessairement plus contestable du point de

²² Les termes G et L sont en général différenciés selon les producteurs et les consommateurs, notamment en fonction du niveau de tension, et parfois du lieu du raccordement. Seule l'Allemagne a adopté un système différent, fondé sur la distance entre les contractants, mais elle s'est engagée à revenir sur ce terme d'ici la fin 1999.

²³ Pour une transaction interne à un GRT, la répartition joue cependant sur la possibilité de différencier la tarification entre consommateurs ou entre producteurs, du moins si l'on s'interdit des reversements du GRT à ses clients.

vue du traitement équitable des transactions que des systèmes plus sophistiqués. En effet même les transactions intérieures à un pays peuvent engendrer des flux de bouclage affectant les réseaux étrangers : il est donc légitime de faire contribuer toutes les transactions intérieures à la mutualisation.

- *La mutualisation entre tous les flux inter GRT*

Un second système, qui est proposé par les GRT européens, consiste à recouvrer l'ensemble des coûts liés aux transports internationaux par un tarif uniforme appliqué à toute transaction impliquant deux GRT. Ce système présente l'avantage de traiter de la même façon toutes les transactions inter GRT, et de permettre d'exonérer les transactions intra GRT de charges qui ne les concernent pas (même si des flux de bouclage peuvent apparaître chez les GRT étrangers pour une transaction purement intra GRT). Ceci présente un certain caractère d'équité, et surtout de transparence, entre tous les GRT différents de celui d'un producteur ou d'un consommateur donné.

Le revers de cet avantage est que le système ne permet pas de distinguer entre les flux inter GRT. En particulier, il ne permet pas de prendre en compte la différence de coûts entre flux de sens opposés. Comme par ailleurs, il conduit à distinguer nettement les flux internes des flux externes, il peut s'apparenter à une redevance douanière. Enfin, il faut noter qu'il exige sans doute la mise en place d'un système de prélèvement relativement sophistiqué, sans doute sous la responsabilité de la chambre de compensation, puisque la perception du tarif international sur les clients de chaque GRT n'a pas de raison de coïncider avec le versement qu'il doit au titre des compensations.

- *La tarification par origine-destination*

Le principe d'une tarification fondée sur l'origine et la destination de chaque transaction a été avancé à la fois par la Commission et, comme position de repli, par les GRT. Le principe général reste en lui-même relativement vague²⁴, il consiste à ne prélever que sur les flux transfrontaliers une charge qui dépendrait à la fois de l'origine et de la destination du flux.

- *La nouvelle proposition de la Commission*

Au cours du troisième forum européen des régulateurs de l'électricité qui s'est tenu à Florence les 20 et 21 mai 1999, la Commission a avancé la proposition nouvelle de laisser aux Etats membres la liberté de définir avec leurs GRT la façon dont pourront être prélevés les montants à verser à la chambre de compensation, sous réserve que ces prélèvements soient bien fondés sur les flux échangés.

C'est finalement cette proposition qui a été acceptée lors du dernier Forum des régulateurs.

La gestion des congestions entre les GRT

La congestion qui peut apparaître sur certaines lignes reliant les GRT entre eux ne peut pas faire l'objet d'une tarification fondée, comme celle qui précède, sur un surcoût moyen attaché aux transactions entre GRT. Tout le monde semble s'accorder pour traiter ces problèmes de façon séparée.

Au moins à court terme, une telle tarification enverrait un signal insuffisant quant à la charge créée par une transaction supplémentaire. Un signal correctement calibré et appliqué indifféremment à tous les

²⁴ En particulier, il n'exclut pas le pancaking si chaque réseau considère ses frontières comme des points de soutirage (pour les exportations) ou d'injection (pour les importations) et leur applique les l_i et g_i correspondants. Il y a cependant unanimité entre les Etats membres, la Commission et les GRT pour rejeter un tel système.

flux utilisant la liaison congestionnée recouvrerait plus que le coût total de ces flux (et même plus sans doute que leur coût de long terme, étant donné le sous dimensionnement actuel de la plupart de ces liaisons).

Diverses propositions ont été avancées pour gérer l'accès à court terme aux goulets d'étranglement. Ces propositions combinent en général des règles de priorité, des règles d'imputation des coûts de «redispatching» ou de «countertrading», et éventuellement des règles d'allocation des capacités résiduelles (par enchères, par exemple) et de refus d'accès. Les GRT défendent en particulier une approche que l'on pourrait qualifier de marginaliste séquentielle, au sens où les coûts marginaux de congestion sont imputés aux utilisateurs dans l'ordre de leurs demandes d'accès. Cette approche pose évidemment des problèmes de droits du grand-père que les régulateurs de la concurrence devront apprécier.

A plus long terme, la possibilité d'affecter les ressources provenant de la tarification de la congestion à un fonds de développement des capacités de transmission entre les GRT a été évoquée. Mais les opinions semblent partagées sur l'opportunité et plus encore sur le fonctionnement d'un tel mécanisme.

Au total, en dehors de l'obligation faite aux GRT de publier les capacités de transmission disponibles, un consensus semble se dégager pour laisser jouer la subsidiarité quant à la manière dont chaque Etat membre autorise son ou ses GRT à gérer les congestions à ses frontières.

2.5.3. L'articulation avec la tarification des contrats intérieurs

Sur l'ensemble de l'organisation des flux transfrontaliers, s'en remettre à la subsidiarité peut paraître séduisant, mais cette proposition n'est pas sans soulever des problèmes de transparence et des risques de distorsions : comment s'assurer que les Etats (ou leurs GRT) ne passeront pas des accords bilatéraux pour limiter la concurrence entre leurs producteurs respectifs à travers une tarification élevée des échanges entre eux ? Sans doute vaudrait-il mieux qu'un principe unique et transparent préside à la détermination de tous les tarifs inter GRT en même temps.

Plus généralement, les discussions de Florence ont porté peu d'attention aux problèmes d'incitation et de régulation des tarifs que proposeront les GRT. Il semble que pour l'instant, l'ensemble des participants préfèrent voir émerger une proposition cohérente et relativement consensuelle concernant la structure de la tarification, avant de s'engager dans un exercice de régulation qui ne pourrait être mené qu'à un niveau centralisé.

Or toutes les propositions posent la question du niveau des charges à imputer aux transits inter GRT. En effet, chaque GRT n'est a priori concerné que par sa situation nette en fin de période vis-à-vis de la chambre de compensation, et non par le niveau des contributions elles-mêmes. De ce fait, le risque de collusion entre les GRT pour adopter des montants de compensations relativement élevés en valeur absolue, mais dont les effets se compensent mutuellement, n'est sans doute pas négligeable.

Sans même évoquer le problème de liens entre GRT et producteurs historiques, un tel comportement est rendu possible par le fait que la plupart des réseaux se sont développés autour de l'acheminement de l'électricité à l'intérieur d'un même GRT, et que les transactions inter GRT occasionnent des surcoûts qu'il serait rationnel de chercher à éviter en les surtarifiant.

Il semble donc à tout le moins nécessaire que les autorités nationales de régulation (et éventuellement des autorités européennes) puissent donner leur avis sur les montants des compensations sur lesquels doivent s'entendre les GRT. Selon le rapport Haubrich (qui ne détaille pas ses méthodes d'estimation), ces montants devraient être de l'ordre de 0,06 euro/kWh, soit 0,4 cF/kWh.

En tout état de cause, il conviendra d'articuler correctement les choix finaux qui seront fait avec la tarification sur le réseau national. Cette articulation passera surtout par une identification précise des charges à *ne pas recouvrer* sur les transports domestiques, parce qu'elles proviendraient de versements nets de la chambre de compensation, ou de charges supplémentaires à *recouvrer* sur les transports domestiques si le GRT français est en situation de débiteur net vis-à-vis de la chambre de compensation et si le choix est fait d'une couverture par G et L seuls.

2.5.4. Propositions pour la tarification des transports internationaux

A ce stade, parce qu'il paraît difficile de préjuger de l'issue des discussions multilatérales en cours, il conviendrait de s'en tenir strictement à l'exigence première de non-discrimination vis-à-vis des flux internationaux. Cette approche peut être interprétée à court terme comme une volonté de ne gêner en rien la concurrence qui devrait surtout se développer à partir des flux transfrontaliers.

Ceci conduit à recommander de ne pas appliquer de terme T spécifique à ces transactions, c'est-à-dire qu'en France ne soit facturé qu'un demi-timbre-poste aux échanges internationaux (seulement le terme G applicable aux producteurs pour les exportations, et seulement le terme L applicable aux consommateurs pour les importations), et rien aux transits et aux flux de bouclage (hors traitement spécifique des congestions). En conséquence, il ne sera pas non plus nécessaire (pour le régulateur) d'identifier dans les comptes du GRT les charges afférentes aux flux internationaux.

Ce choix laisse ouverte la possibilité d'une évolution sous l'impulsion d'un accord européen qui reste à définir. Il met la France dans une position suffisamment peu attaquable pour qu'elle puisse peser dans ces négociations.

2.6. L'EFFICACITE DE L'ACCES A COURT ET MOYEN TERMES

L'efficacité générale de l'accès au réseau peut être estimée selon différents critères, par exemple :

- *l'utilisation du réseau à court terme (utilisation optimale du réseau existant),*
- *l'utilisation du réseau à long terme (investissements et renforcements réalisés sur le réseau),*
- *la non-discrimination (entre anciens et nouveaux opérateurs,...).*

Ces critères ne sont pas tous nécessairement compatibles entre eux. Des choix doivent être faits pour préciser quelle est l'efficacité recherchée. Cela conduit alors naturellement à privilégier certaines solutions pour traiter les questions relatives :

- *à la congestion des infrastructures de transport,*
- *au raccordement au réseau de nouveaux opérateurs,*
- *à l'éventuelle tarification spécifique d'usages particuliers du réseau de transport (autoproduction, production de proximité,...).*

2.6.1. La régulation de l'accès et de la transmission

Si le tarif de transport comprend uniquement le prix de l'acheminement physique de l'énergie depuis le producteur jusqu'au client, il ne permet pas de résoudre :

- les problèmes de congestion quand des goulets d'étranglement apparaissent sur le réseau et rendent impossibles certaines transactions ;
- la régulation des investissements à entreprendre pour lever les points de congestion chronique ;
- la question de la tarification et des modalités techniques du raccordement des nouveaux utilisateurs au réseau.

Pour chacun de ces sujets des solutions compatibles avec le système général de rémunération du transport doivent être définies.

2.6.2. Le traitement à court terme des goulets

L'apparition de contraintes physiques sur le réseau peut rendre impossible la réalisation des contrats de production-consommation initialement prévus. A défaut d'un système de tarification de type nodal, permettant de moduler en temps réel les tarifs de telle sorte que les agents économiques modifient leurs décisions et s'adaptent aux goulets qui leur sont signalés, il convient de prévoir par quelles méthodes le GRT devra traiter ces congestions.

En pratique deux approches peuvent être envisagées : une approche réglementaire, et une approche économique (tarifs, marché,...). Ces deux approches peuvent être combinées.

Méthode 1 : Approche réglementaire

Selon cette approche, chaque producteur et consommateur doit annoncer à l'avance (à J-1) au GRT les transactions envisagées. Dans le cadre de sa programmation journalière, le GRT devra identifier les transactions qui risquent de causer des congestions et qu'il ne peut pas résoudre par simple modification du fonctionnement du réseau (topologie du réseau ou basculement des moyens de compensation en énergie réactive). Le GRT se réserve alors le droit de refuser des transactions ou de diminuer les puissances transitées de certaines transactions. Le producteur ou le consommateur doit alors modifier son programme afin de proposer une nouvelle transaction qui soit acceptable pour le GRT. Cette procédure itérative continue jusqu'à acceptation du programme final par le GRT ou par l'annulation de la transaction envisagée.

L'avantage de cette approche tient au mode de résolution décentralisée du problème de la congestion et l'internalisation du coût de la congestion par ceux qui la créent sur le réseau. Les inconvénients de cette approche tiennent à la durée et à l'imprévisibilité de la procédure d'itération et donc au risque qui pèse sur toute transaction jusqu'à son dénouement effectif ainsi qu'à la nécessité de mettre en place des règles claires de priorité (que le GRT doit suivre pour demander la modification ou refuser des programmes).

Méthode 2 : Approche économique

Dans cette approche, le GRT se permet de modifier les programmes de certains producteurs sur une base volontaire et rémunérée. Les producteurs sont en effet plus ou moins bien localisés sur le réseau au regard des transactions demandées le jour J, et leur programme peut être revu à la hausse (cas d'un déficit de production dans une zone) ou à la baisse (cas d'un surplus de production dans une zone). A J-1, tous les producteurs doivent donner des offres de prix à la hausse et à la baisse.

L'exemple suivant qui est purement indicatif illustre le fonctionnement possible de cette approche :

On prévoit que la veille, à J-1 (avant 12h00 par exemple), le producteur et le GRT procèdent à des échanges d'informations indicatives.

A 15h00, le producteur transmet ensuite son programme de production, les informations de placement, les limitations de tout ordre, le montant des achats et ventes, et ses possibilités de modifications de programme. Il donnera ses prix $P+$ correspondant au prix d'offre de réserves à la hausse et $P-$ correspondant au prix d'offre de réserves à la baisse. Dans le cas où il ne proposerait pas de prix, il faudra convenir d'un prix de déficit (faible) si le producteur n'a pas proposé de $P+$ d'un prix d'excédent (élevé) si le producteur n'a pas proposé de $P-$.

A 19h00, le GRT tient compte de l'équilibre global du système et des congestions prévisibles. Le GRT a validé ou modifié les programmes de production et les envoie pour exécution pour le lendemain. Le GRT se fixe pour objectif la minimisation des coûts des modifications demandées sur la base des prix P_i+ et P_i- de chaque producteur i . En général, le traitement de la congestion aura un coût positif.

Cette approche a deux avantages : d'une part, elle confie la responsabilité de gérer la congestion au GRT qui est le mieux informé pour cela tout en garantissant une prévisibilité du fonctionnement du système et une meilleure transparence (le GRT pourra être audité ex post sur la base des prix à la hausse et à la baisse). Aucune transaction ne devrait être refusée unilatéralement par le GRT. Le GRT assumera le coût de la congestion et sera incité à minimiser ce coût. Enfin, le GRT pourra toujours gérer la congestion à moyen terme ou à long terme. Par exemple, le GRT pourra acheter des réserves à long terme pour certaine période de l'année s'il anticipe des congestions ou bien encore, si un producteur préfère arrêter sa production dans certaines situations de congestion, un contrat pourrait être signé à cet effet avec le GRT.

Cette approche correspond à l'approche suédoise de «redispatching» ou «countertrading» par le GRT. L'inconvénient majeur tient au manque d'incitation qui pèse sur les producteurs ou consommateurs à bien se positionner ex ante sur le réseau afin d'éviter les congestions. Un signal complémentaire est donc nécessaire. Il serait fourni par la modulation géographique du timbre-poste.

La combinaison des approches réglementaire et économique

Les deux méthodes décrites précédemment apparaissent adaptées à deux horizons temporels différents (court et très court termes), et peuvent s'articuler avec un mécanisme de long terme.

A long terme, une approche *économique de type tarifaire* (zonage du timbre-poste, par exemple) semble la mieux à même d'orienter les comportements des acteurs afin de les inciter à la résorption naturelle et durable des congestions.

A court terme (J-1), une approche *économique de type marché* (envoi, par le GRT, de signaux tarifaires spécifiques aux prévisions de congestion pour le jour J) permettrait d'anticiper et de régler efficacement les insuffisances de capacité.

A très court terme (J), l'approche *réglementaire* (prescriptions autoritaires du GRT) apparaît nécessaire pour assurer la sûreté du réseau.

Il faut noter que l'efficacité de cette articulation des outils économiques entre eux nécessite, pour être efficace, que les annonces émanant du GRT soient fondées (il conviendrait donc d'inciter ce dernier à bien refléter les conditions de congestion du réseau, et à ne pas influencer artificiellement le fonctionnement du marché).

2.6.3. Les investissements de décongestion

Même si le réseau peut sembler initialement bien dimensionné, l'expérience prouve que des congestions peuvent apparaître rapidement lorsque le marché s'ouvre à la concurrence. En effet la congestion apparente est en général faible pour les réseaux verticalement intégrés : le réseau et les unités de production ont été planifiés simultanément, et certaines centrales sont utilisées de façon discrétionnaire pour réduire la congestion. Cependant, l'introduction de la concurrence peut accroître la congestion : le réseau est utilisé d'une façon différente ; le coût réel de l'utilisation discrétionnaire des centrales devient apparent.

Les expériences menées à l'étranger conduisent à estimer le coût de congestion entre 3 et 10% du prix total de l'énergie :

- en Angleterre et Pays de Galles, le coût de la congestion s' est élevé jusqu' à 4% du prix de l' électricité en 1992 ;
- en Californie, le coût de la congestion nord-sud s' est élevé à 10% du prix de l' électricité entre mars et décembre 1998 ;
- dans le nord-est des Etats Unis, un modèle simplifié évalue la congestion à 3% du prix de l' électricité ;
- en Nouvelle Angleterre et dans l' interconnexion Pennsylvanie-New Jersey-Maryland, l' opérateur du réseau a initialement déclaré que la congestion était négligeable, mais à l' ouverture du marché la congestion s' est révélée trop importante pour être négligée.

En France, si des congestions apparaissent de manière durable sur le réseau, il conviendra d' étudier la possibilité de les lever (renforcements ou constructions de lignes). Cette analyse devra prendre en compte l' intérêt économique que représenterait la levée de ces congestions (notamment au regard du coût d' autres mesures comme le «redispatching», la modulation géographique des tarifs de transport afin d' inciter les acteurs à modifier leur comportement, etc.).

Cela pose deux problèmes :

- la régulation des investissements de renforcement du réseau ;
- leur financement et son articulation avec la modulation géographique du signal tarifaire.

Régulation des investissements de renforcement

Le GRT devra fournir une analyse technique et des prévisions à moyen ou long terme qui devraient mettre en évidence les situations d' amélioration ou de congestion des réseaux. La programmation des investissements du GRT devra se faire sous l' autorité de la CRE, ou de l' Etat. Dans ce dernier cas, il serait toutefois souhaitable que la CRE intervienne dans le processus : en donnant son avis sur les projets du GRT, ou en approuvant la programmation des investissements.

Cette autorité devra être en mesure de contraindre le GRT à réaliser les investissements qu' elle jugera nécessaires. En dernier recours, ces investissements doivent être soumis à l' avis de la CRE et non pas à la direction financière d' EDF (dans le cas où l' unbundling GRT-EDF ne conduirait pas à remettre en cause les procédures centralisées d' approbation des investissements).

Financement des investissements

Le mode de rémunération du capital qui est envisagé permet a priori de financer n'importe quel investissement (bon ou mauvais). Il faudra cependant s'assurer que la tarification de la congestion mise en place par le GRT ne conduira pas à un double compte en matière d'investissement de décongestion. Ceci pourra être évité en préaffectant les recettes tirées de la tarification de la congestion à la rémunération du capital, et en diminuant d' autant la part de cette rémunération qui devra être recouvrée à travers la tarification générale du transport.

«Informations à fournir par le GRT»

Des informations techniques utiles sur la structure du réseau, son évolution et ses possibilités d'accueil doivent pouvoir être rendues publiques afin d'assurer le maximum de transparence et d'équité. La Commission de Régulation devra s'assurer que toutes informations utiles à l'évaluation des propositions du GRT en matière d'investissement, développement et gestion du réseau seront communicables à tous sous réserve de confidentialité des informations commerciales.

Le Gestionnaire de réseau devra donner des informations sur :

- L'évolution de l'équilibre offre-demande
- Les capacités de transits sur les interconnexions
- Les capacités de production
- L'état et les évolutions des ouvrages du réseau de transport
- Les zones de congestion, de déficit et d'excès de production
- Tout autre élément qui pourrait motiver les décisions du GRT de refuser l'accès au réseau

Des informations équivalentes doivent être disponibles au niveau de la distribution par les Gestionnaires du réseau de distribution dans la mesure où de nombreux raccordements ont lieu en distribution.

Pour le réseau de distribution, l'exercice n'étant pas imposé par la directive européenne, il semble préférable de réserver sa mise en œuvre à l'appréciation de sa faisabilité.

Un audit du réseau et en particulier de chaque poste source pourrait être proposé afin de valider les premières propositions du GRT en matière de développement du réseau et faciliter l'insertion des nouveaux moyens de production dans le système électrique national.

2.6.4. La tarification des raccordements et des renforcements

Les nouveaux entrants sur le marché devront être raccordés au réseau du GRT. Cela pose deux problèmes :

- quelles procédures appliquer pour ce raccordement (raccordement effectué par le GRT, ou bien laissé à la charge du nouvel entrant) ?
- quels tarifs appliquer à l'arrivée d'un nouvel entrant dont l'installation peut conduire à renforcer le réseau pour écouler sa production ou acheminer ses consommations ?

Il est en effet envisageable de faire payer aux nouveaux producteurs des coûts d'entrée qui soient complets («deep», on répercute sur le producteur tous les surcoûts qu'il génère sur le réseau) ou partiels («shallow», le producteur ne paie que le raccordement au réseau stricto sensu).

Il apparaît nécessaire de mettre en place des systèmes permettant d'éviter une régulation asymétrique de l'entrée (i.e. d'établir une certaine neutralité de traitement entre les différents producteurs), d'assurer la stabilité des règles techniques et financières d'entrée sur le réseau, et d'en rendre le contrôle possible par la CRE (problème de l'expertise technique).

La régulation du raccordement

Les conditions techniques du raccordement devront être précisées dans les décrets d'application de la future loi. La règle générale qui devrait prévaloir est que tous les raccordements demandés au GRT devront être effectués, sauf si le GRT saisit la CRE pour demander le droit de ne pas accéder à une demande qu'il démontrerait économiquement absurde. La charge de la preuve incomberait dans ce cas au GRT. Un tel système paraît seul de nature à écarter le soupçon de barrière à l'entrée, inévitable étant donné l'intégration du GRT avec le producteur historique.

«L'étude de raccordement»

EDF propose par exemple que pour être reconnue comme recevable par le Gestionnaire de réseau, toute demande d'étude de raccordement d'un producteur au réseau public doit donner lieu à la constitution d'un dossier comprenant :

- Un schéma général de l'installation d'énergie primaire utilisée (thermique, hydraulique...)
- Les puissances actives électriques fournies et consommées par l'installation
- Le schéma électrique détaillé prévisionnel de l'installation
- La courbe de fonctionnement prévisionnelle de l'installation (en production et en consommation)
- Les caractéristiques électriques de l'installation
- La date de mise en service envisagée

En ce concerne la gestion des demandes, il sera nécessaire d'établir des règles qui assurent un traitement non discriminatoire des demandes. Une gestion des demandes de type « premier arrivé, premier servi » ne remplirait pas nécessairement cette contrainte. Quoiqu'il en soit, il sera nécessaire d'imposer un délai strict de traitement de la demande de raccordement qui pourrait être de trois mois. Ce délai est prévu par l'article 8.3 de l'actuel Cahier des Charges RAG qui précise que « le gestionnaire du réseau est tenu de faire au producteur dans un délai de trois mois une proposition concernant les modalités techniques et financières de raccordement de la source », mais il n'est souvent pas respecté (des délais de 6 mois à un an ne sont pas inhabituels). Une pénalité *pro rata temporis* pourrait être imposée au GRT (par exemple X% du coût de raccordement par semaine de retard). Si la règle du "premier arrivé, premier servi" n'est pas retenue, une mise aux enchères pourrait être proposée.

Pour des producteurs se présentant simultanément (à moins de x jours d'intervalle), il devrait être proposé un éventuel partage équitable du coût de raccordement (partage d'un poste source par exemple).

Dans l'hypothèse où le GRT assurerait lui-même le raccordement, les devis devraient être fermes, engager le GRT, et devraient être valables pour une période fixée. Les études de raccordement peuvent être gratuites ou payantes. Sur ce point un traitement symétrique des consommateurs et des producteurs est souhaitable.

«Les prescriptions techniques»

Des prescriptions techniques pourraient être demandées aux installations de production pour participation aux services systèmes. EDF souhaite imposer un certain nombre d'équipements, alors que certains producteurs – en particulier de faibles puissances - souhaitent que la participation soit optionnelle.

Des exemples d'équipement technique sont :

- les télémesures et télésignalisations ;
- les équipements liés au service système ;
- les dispositifs de communication des comptages ;
- les suppléments liés à la capacité constructive de l'installation à répondre aux besoins du système (réglages, situations perturbées, dispatchabilité) ;
- les équipements permettant de limiter les perturbations qu'elle génère (filtre à 175Hz).

Les producteurs de faible puissance pourraient être exemptés dans la mesure où leur participation n'est pas indispensable. Une règle pourrait être que tous les investissements nécessaires à la sûreté du système et obligatoires pour tous ne seraient pas rémunérés. Les autres investissements devraient l'être car des signaux de prix sont nécessaires pour que des transactions entre producteurs puissent s'effectuer sur leur base.

Les tarifs de raccordement

Au-delà du raccordement stricto sensu du producteur au réseau public, l'évacuation de sa production peut engendrer des contraintes qui nécessitent l'adaptation du réseau. La nature des renforcements (et leurs coûts) varie très sensiblement en fonction de la structure régionale des réseaux, des conditions locales, et des caractéristiques des installations de production. Il s'agit de choisir quels coûts de renforcement du réseau seront imputés au nouvel entrant qui les rend nécessaire, et quels coûts seront mutualisés entre tous les clients du GRT.

Deep costs

Cette approche consiste à répercuter entièrement au nouvel entrant les coûts qu'il engendre sur le réseau. C'est l'approche souhaitée par EDF, qui propose de faire payer aux producteurs qui se raccordent non seulement des coûts individuels de raccordement, mais aussi des coûts de renforcement calculés selon des schémas de référence adaptables à chaque situation (le GRT se laissant la possibilité de réaliser à sa charge des renforcements supplémentaires).

Cette approche se heurte au manque d'information des producteurs qui ne peuvent pas contrôler les devis proposés par le gestionnaire du réseau à l'amont du raccordement. Le régulateur lui-même ne pourrait apprécier qu'avec difficulté la part des renforcements qui est directement liée à l'arrivée du nouveau producteur et celle qui participe à l'amélioration générale du réseau à la charge du GRT.

Shallow costs

L'approche alternative consiste à limiter le coût de raccordement aux ouvrages et travaux de raccordement direct du producteur au point le plus proche du réseau (compte tenu des contraintes techniques). L'ouvrage de raccordement serait constitué d'une ligne avec une cellule de départ située

côté centrale et d' une cellule d' arrivée située au point de raccordement réseau. Dans ce cas, la tarification du transport mutualisera entre tous les utilisateurs les coûts de renforcement (qui ne sont donc pas imputés individuellement lors du raccordement au réseau).

En France, le caractère intégré d'EDF rend indispensable une approche en terme de «shallow costs» pour éviter les contentieux liés au soupçon de discrimination. Plus précisément, il conviendra de limiter les coûts de raccordement à l'établissement de la ligne permettant de rejoindre le niveau de tension adapté au nouveau moyen de production. Tous les coûts de renforcement au-delà de ce niveau de tension devront être mutualisés à travers la tarification générale du transport. Il faudra donc que la CRE soit capable d'imposer au GRT les renforcements nécessaires.

Par ailleurs, en aucun cas l' intégration des lignes de raccordement au Réseau Public de Transport (RPT) et leur cession gracieuse au GRT ne doit conduire un producteur à payer en pratique plusieurs fois la construction de cette ligne (par exemple : directement l' année de la construction, puis les années suivantes à travers la tarification du transport). Dans le cas où une ligne ne participerait à la desserte que d' un seul utilisateur, ce dernier devrait pouvoir en garder la propriété et en assurer l' entretien lui-même. Dans le cas où une ligne construite par un opérateur a vocation à raccorder d' autres utilisateurs, elle doit être intégrée au RPT mais, dans ce cas, l' opérateur qui en avait financé la construction doit obtenir une indemnisation ad hoc.

Enfin, le coût de raccordement (celui, donc, d' établissement de la ligne permettant de rejoindre le niveau de tension adapté au nouveau moyen de production) devra être facturé en fonction de son coût réel et non pas par l' intermédiaire d' un forfait. L' appel à la concurrence devra permettre d' obtenir les prix les moins élevés possibles pour la réalisation des travaux correspondants.

«L'intégration des ouvrages de raccordement au réseau public de transport»

Une ligne peut être construite à titre privé par un producteur pour l'alimentation d'un consommateur. Il s'agit d'une ligne directe.

EDF propose que pour assurer de nouveaux développements en recherchant l'efficacité économique, de garder la possibilité de demander le changement de régime de propriété sur toute liaison directe initialement privée afin de pouvoir l'incorporer au réseau public de transport dès lors qu'elle peut servir comme ouvrage de répartition. Les ouvrages qui sont utilisés exclusivement par un producteur peuvent rester propriété de ce producteur. Le producteur construit sa ligne, en permission de voirie ou sous un régime de servitude de droit privé, sous sa maîtrise d'ouvrage éventuellement selon les prescriptions du GRT.

Pour tous les ouvrages intégrés directement au réseau public de transport et qui sont donc propriétés du GRT, seul le GRT devra assurer l'entretien et l'exploitation de la ligne et assumer les frais y afférent.

Les frais d'exploitation d'entretien et de renouvellement (FEER) seraient alors supprimés.

Une autre approche consisterait à traiter tout nouveau raccordement de production comme une ligne privée dont le producteur est propriétaire, mais avec une obligation de raccorder tout utilisateur conformément au principe de l'accès des tiers au réseau. Le propriétaire de la ligne pourrait toucher un droit de péage, la contrepartie étant qu'il devra assurer l'exploitation et l'entretien de la ligne, quitte à déléguer ses fonctions au GRT moyennant rémunération. La gestion des transits sur les lignes pourra être confiée au GRT dans le respect des dispositions sur le monopole du transport. Le droit de péage s'insérerait dans un régime de servitude et serait soit convenu entre le GRT et le propriétaire de la ligne, soit réglementé.

Toute demande de transfert d'un ouvrage au réseau public de transport devrait alors faire l'objet d'une compensation financière sur la base de la valeur résiduelle de l'ouvrage.

«Le droit de suite»

L'article 8.3 du Cahier des charges du RAG prévoit qu'un producteur peut bénéficier d'un droit de suite : un producteur ne peut être branché sur un raccordement existant qu'à la condition de rembourser aux producteurs ou clients antérieurs une part des frais d'établissement supportés par ceux-ci.

Cette disposition a en réalité peu d'effet économique. Lors de la décision d'investissement, un nouveau producteur prend rarement le risque d'intégrer la possibilité de recouvrer ultérieurement une partie du coût de raccordement. En outre, il n'est pas économiquement efficace de faire payer à de nouveaux producteurs des investissements déjà passés ("sunk costs").

Le droit de suite pourrait être tout simplement supprimé comme le propose EDF ou bien un système d'accès des tiers au réseau avec paiement au propriétaire de la ligne pourrait être mis au point.

2.6.5. Le cas de la production de proximité, des lignes directes et de l'autoproduction

On peut relever plusieurs cas particuliers d'utilisation du réseau qui pourraient a priori appeler une tarification spécifique du transport. Il s'agit d'utilisations qui induisent sur le réseau des coûts inférieurs à ceux qui sont facturés par le timbre-poste général.

Or certains producteurs peuvent à coût modéré éviter cette utilisation (ce sont, dans la terminologie économique du modèle de Ramsey-Boiteux, les producteurs dont l'élasticité de la demande pour le transport est forte). Ces producteurs peuvent alors être tentés de contourner le réseau de transport

(en développant par exemple leurs propres lignes, ou en s'installant sur le site même de consommation) alors que socialement il serait plus efficace qu'ils utilisent le réseau existant.

Ces inefficacités résultent du fait que le timbre-poste appliqué à un opérateur ne prend pas en compte sa sensibilité aux tarifs de transport, autrement dit : l'élasticité au prix de sa demande de transport.

S'il n'y a aucun doute que cette forme de contournement nuirait de façon importante à l'efficacité du système de timbre-poste, la politique à adopter pour traiter les cas particuliers correspondants est une question délicate, qui mérite une réflexion poussée.

Production de proximité

La production de proximité est une production proche du lieu de consommation. Il peut s'agir d'une installation de cogénération qui alimenterait un industriel en chaleur et en électricité ou d'une centrale au gaz installée sur une plate-forme industrielle. D'un point de vue théorique, en se référant à la tarification nodale, lorsque la consommation et la production se situent en un même point, le coût de transport devrait être limité à l'imputation des coûts fixes, inférieurs au coût du timbre-poste moyen (qui ne prend pas en compte les distances). D'un point de vue pratique, les producteurs et consommateurs dans cette situation pourraient mettre en avant le fait qu'ils font un usage peu coûteux du réseau, et demander à ce titre qu'on leur applique un tarif plus faible que le timbre-poste habituel (par exemple s'ils sont très proches géographiquement et qu'ils sont tous deux reliés au même niveau de tension.)

Une telle revendication semble fondée à la fois en théorie et en pratique. Toutefois, créer des aménagements du timbre-poste pour les usages de proximité présenterait des risques importants :

- il n'apparaît pas possible de calculer en pratique les coûts engendrés par ces usages du réseau, ni (a fortiori) d'en déduire des tarifs spécifiques fondés sur une analyse technico-économique solide ;
- la définition de la "proximité", et l'établissement d'une frontière entre usage général et usage de proximité, ne pourraient être qu'en grande partie arbitraires, et donneraient donc lieu à de multiples contentieux.

L'unique méthode efficace pour traiter le cas de la production de proximité demeure donc la mise en place, le plus rapidement possible, de la tarification nodale qui seule permettra de donner les prix du transport adaptés à cet usage du réseau.

En pratique, il sera donc préférable de s'en tenir à l'application stricte du timbre-poste, sans tarifs spécifiques pour les contrats de proximité²⁵. Outre les arguments évoqués précédemment, ce choix est fondé sur le fait que :

- les coûts fixes représentant la plus grande partie des coûts à recouvrer, l'ampleur de la distorsion est sans doute réduite ;
- il faut éviter tout écrémage qui pourrait remettre en cause l'équilibre financier du GRT ;
- les surcapacités de production existantes n'appellent pas une politique volontariste en faveur de l'entrée de nouveaux producteurs (à ce titre, il paraît important que la CRE ne se voie pas

²⁵ Il serait toutefois possible de tenir compte de l'absence de pertes en ligne.

assigner d'objectifs en matière d'entrées sur le marché : les objectifs de politique industrielle doivent être atteints par des moyens différents, indépendants de la tarification du transport).

Le choix de l'absence de tarification spécifique pour les contrats de proximité peut enfin être considéré comme la contrepartie de l'application de stricts «shallow costs» lors des raccordements.

Une procédure spécifique pourrait toutefois être envisagée dans le cadre de l'évolution vers la tarification nodale : un producteur potentiel demanderait une modification (à la baisse) du timbre-poste appliqué dans la zone précise où il souhaite s'installer, au titre des allègements du réseau qu'il provoquerait en desservant un ou des consommateurs localisés dans cette zone. Cette demande pourrait être instruite par la CRE et conduire à une modification du zonage du timbre-poste, modification qui s'appliquerait évidemment à tous les producteurs déjà raccordés ou désirant se raccorder à la zone considérée. Un encadrement strict est nécessaire en imposant par exemple de montrer que le refoulement sur le réseau amont est peu probable). Un facteur de coïncidence pourrait être utile afin d'évaluer la corrélation entre une injection et un soutirage. Une corrélation forte renforcerait la présomption que l'énergie est effectivement produite et consommée localement.

Enfin il convient de rappeler le principe que toute ligne directe devrait pouvoir être accessible aux tiers comme dans le cas d'un raccordement au réseau. Cette possibilité d'accès des tiers éviterait ainsi la duplication inefficace du réseau.

La ligne directe ne doit pas dispenser du paiement de tarif de transport si le producteur et le consommateur sont raccordés au réseau et si l'énergie est refoulée sur le réseau.

Usages de courte durée, autoproduction

Le cas des autoproducteurs mérite un traitement particulier. En effet les autoproducteurs utilisent le réseau de manière marginale : pour acheminer de l'énergie en cas de défaillance de leurs propres installations (secours) ou pour bénéficier de la stabilité et des réglages que la connexion au réseau leur procure. Dans ces deux cas, ils ne font qu'un usage de courte durée du réseau.

L'efficacité économique demande que les autoproducteurs ne soient pas dissuadés d'utiliser le réseau par des tarifs inadaptés à l'usage spécifique qu'ils en font, et dont les charges ne seraient pas traduites par la tarification générale.

A cet effet, il conviendrait que les autoproducteurs se voient appliquer une tarification dont le terme puissance soit suffisamment faible pour les inciter à se raccorder au réseau. Cette variante "courtes utilisations" de la tarification générale pourrait être fondée soit sur les coûts évités que le recours au réseau fait gagner à l'autoproducteur, soit (plus vraisemblablement) sur les coûts que supporterait le GRT dans l'hypothèse où son réseau serait dimensionné pour satisfaire le secours de consommateurs qui seraient tous des usagers de courte durée.

Ainsi l'analyse des foisonnements des clients courte utilisation et des clients moyens pourrait permettre d'apprécier la partie de coût à allouer aux usagers occasionnels (courte utilisation) du réseau ou aux autoproducteurs, dès lors qu'ils se raccordent pour bénéficier des services que fournit ce réseau et notamment de l'acheminement du secours.

Gestion des écarts

Une limitation importante de l'accès au réseau, tient au mode de traitement des écarts. Les écarts mesurent les différences entre les programmes de production et de consommation annoncés et leurs réalisations effectives. Pour chaque producteur, l'écart entre la production et la consommation réalisées pourra être calculé. Les écarts d'amplitude limitée pourront être réglés sur la base d'un prix d'ajustement d'équilibre (le prix du moyen de production marginal appelé), les écarts plus importants seront pénalisés ; les déficits seront facturés à un prix élevé, les excédents à un prix faible. L'écart entre le programme de production annoncé et la production réalisée pourra également être calculé et pénalisé s'il dépasse une limite supérieure.

Du fait des aléas sur la production et la consommation, des écarts non-nuls sont probables et le GRT souhaitera désigner un responsable de cet écart. Dans le cas d'un fournisseur unique, ce fournisseur sera responsable de l'écart ; dans le cas de fournisseurs multiples, le fournisseur "résiduel" qui complète la fourniture en "blocs" d'énergie pourra être désigné comme responsable.

Pour chaque vendeur, il s'agira de compléter sa fourniture par une fourniture «résiduelle» ou «en dentelle» qui contrôlera le niveau des écarts. Cette fourniture est avantageusement produite par un parc de production important qui permet une plus grande souplesse de fonctionnement. Le projet de loi prévoit, dans le cadre des missions de service public, qu' EDF assure les «fournitures de secours», c'est à dire qu'EDF doit pallier les défaillances imprévues de fournitures. Si la fourniture «résiduelle» ou «en dentelle» n'émerge pas naturellement du fonctionnement du marché, le recours à l'opérateur historique ne saurait être exclu.

2.7. LES INCITATIONS A L'EFFICACITE INTERNE DU GRT ET L'EVOLUTION DE LA TARIFICATION

Les chapitres précédents ont dégagé les principes qui devraient présider à la définition de règles d'accès et de tarification efficaces pour le réseau d'acheminement de l'électricité. Mais la tarification, et très probablement aussi les règles d'accès, seront inévitablement amenées à évoluer. Ces évolutions devront être encadrées par la CRE. La définition du cadre dans lequel elles pourront avoir lieu déterminera largement la nature des incitations à l'efficacité interne du GRT. En particulier, la nécessité de confier le choix in fine des investissements du GRT à la CRE, qui découle de l'intégration avec le producteur historique, implique à son tour un traitement différencié des dépenses liées au capital (dont le GRT n'a pas toute la responsabilité) et des dépenses d'exploitation et de maintenance pour lesquelles il est essentiel de mettre en place un système incitatif aux gains de productivité.

2.7.1. Le code de conduite du GRT

Selon le schéma précédemment ébauché, la CRE jouera deux rôles. D'une part, elle édictera les règles d'accès et déterminera le système initial de tarification. D'autre part, elle sera amenée à traiter des adaptations nécessaires à ce système initial. Ces adaptations seront sans doute de natures diverses : de nouveaux investissements seront nécessaires pour accueillir de nouveaux producteurs ou de nouveaux consommateurs ; des congestions apparaîtront en des points nouveaux du réseau ; d'éventuelles défaillances du GRT appelleront des interventions ; le système de tarification lui-même devra évoluer dans le temps.

En ce qui concerne les deux premiers points (nouveaux raccordements et congestions), un code de conduite devra être rapidement édicté pour le GRT. Les principes régissant ce code devraient être inscrits dans la réglementation (décrets d'application de la loi). Le code précisera les conditions transparentes et non-discriminatoires de raccordement au réseau. Un refus d'accès ne devrait pouvoir être notifié que par la CRE, sur saisine du GRT et après audit des raisons du refus. Le code précisera aussi les obligations du GRT en matière de développement et de renforcement. Le développement des lignes internationales devrait faire l'objet d'accords spécifiques, bilatéraux ou multilatéraux.

Un nouveau producteur ou un nouveau consommateur paiera le coût de son raccordement au premier poste de transformation du réseau (shallow cost). Les éventuels besoins de renforcement en amont seraient traités comme les autres coûts de développement à travers la rémunération ultérieure du capital, mutualisée entre les utilisateurs après répartition par niveaux de tension et par zone.

Les cas de congestion sur le réseau français devraient être traités en priorité par un mécanisme de tarification des capacités. Le principe devrait être que, lorsqu'ils sont identifiables, l'ensemble des utilisateurs de la ligne concernée se verraient facturer le même surcoût de congestion (sans ordre de priorité). Dans le cas où l'identification des utilisateurs n'est pas possible, il y aurait mutualisation des charges de congestion («redispatching») entre utilisateurs à la période considérée. Les recettes du GRT au titre de la tarification directe des congestions seraient déduites du montant des charges à recouvrer à travers la tarification de base.

Dans le cas où un producteur et un consommateur ne seraient pas en mesure de dénouer un contrat à cause d'une défaillance du GRT, une indemnisation devrait être prévue. Même s'il paraît difficile d'exclure que, dans le cas de processus industriels pénalisés fortement par la défaillance, des recours en justice puissent être engagés par les consommateurs pour obtenir des dédommagements spécifiques plus importants que les montants de référence, ceux-ci devraient être calibrés de telle sorte que les industriels soient incités à se couvrir eux-mêmes contre d'éventuelles défaillances du GRT.

2.7.2. L'évolution de la tarification

Une fois défini le tarif d'accès, l'évolution ultérieure du montant à recouvrer et donc de la tarification du transport et de la distribution devra être précisée. C'est l'objectif d'inciter les gestionnaires des réseaux à l'efficacité interne qui doit présider à l'élaboration de ce cadre d'évolution.

Deux idées générales devraient guider ces règles d'évolution :

- En matière d'exploitation et de maintenance des réseaux, des gains de productivité sont sans doute possibles et souhaitables. A court terme, on accepterait le recouvrement des coûts constatés. Mais un mécanisme incitatif devrait être mis en place immédiatement pour obtenir des gains de productivité. A moyen terme, la comparaison avec d'autres GRT pourrait être utile dans le cadre d'une révision du mécanisme initial.
- Il convient d'éviter tout soupçon de sous-investissement de la part du GRT qui reste intégré au producteur historique susceptible de bénéficier de contraintes de capacité. Pour cela, il faudra que les investissements du GRT soient étroitement contrôlés par la CRE. En contrepartie, la tarification élaborée par la CRE devra accompagner ces investissements pour que le GRT soit couvert contre des décisions qu'il ne contrôle pas.

Ceci conduit à recommander un système de tarification qui distingue deux parties dans la rémunération du GRT : une partie correspondant à l'exploitation et à la maintenance du réseau, et une partie correspondant à la rémunération du capital installé. Pour le régulateur, ces deux parties devraient être identifiées à tous les niveaux du tarif d'accès. Ainsi, à chaque niveau de tension et dans chaque zone, chaque demi-timbre-poste (G , L), devrait être décomposé en un terme d'exploitation et maintenance (G^1 , L^1) et un terme de rémunération du capital (G^2 , L^2). Cette distinction devrait porter à la fois sur le terme énergie et sur le terme puissance.

La règle d'évolution du tarif serait alors la suivante :

- Les termes d'exploitation et maintenance (G^1 , L^1) seraient soumis à un «price - cap» pluri-annuel. Ils évolueraient donc chaque année comme l'inflation diminuée d'un terme de gain de productivité imposé. La période normale d'application du «price - cap» pourrait être de 5 ans. Cependant, le premier «price - cap» pourrait ne porter que sur une période initiale de 3 ans, ce afin de permettre que dans ce délai soit effectué le «benchmarking» nécessaire à la détermination précise des gains de productivité exigés. Durant la première période de 3 ans, les gains de productivité exigés pourraient se caler sur les objectifs des précédents contrats d'entreprise.
- Les termes de rémunération du capital installé (G^2 , L^2) seraient réévalués chaque année, selon le principe d'évolution dit «cost - plus». Plus précisément, le montant total à récupérer à travers l'application de ces termes serait révisé en fonction de : (1) l'évolution du capital installé, (2)

l'évolution des taux d'intérêt, et (3) l'évolution de la fiscalité. Le premier élément sert à calculer la base, tandis que les deux derniers servent à calculer le taux de rémunération brute garanti. Ce montant total de rémunération du capital devra ensuite être réparti chaque année par type d'utilisation (niveau de tension, zone, énergie, puissance,...) pour obtenir les nouveaux termes correspondant (G^2 , L^2) du tarif d'accès.

2.7.3. Les possibilités de «benchmarking»

L'intérêt d'un «benchmarking»

Le «benchmarking»²⁶ (ou étalonnage concurrentiel) consiste à analyser le secteur d'activité d'une entreprise, à y repérer les opérateurs les plus performants, à analyser leurs résultats et les méthodes qu'ils mettent en œuvre, afin d'exploiter les stratégies les plus efficaces et de combler les écarts de performance. Les critères d'efficacité étudiés portent généralement sur la qualité du produit vendu, son coût de production, le prix et les volumes offerts, et sur la position stratégique adoptée par rapport à la concurrence. Au-delà des chiffres (les "benchmarks"), il s'agit d'observer les processus qui induisent les résultats (l'analyse est quantitative mais aussi qualitative). L'objectif du «benchmarking» est donc de pousser à l'efficacité et à l'excellence, même en l'absence de concurrence. Il ne s'agit pas uniquement de porter un diagnostic sur les performances relatives d'un opérateur, mais aussi d'identifier les moyens de les améliorer.

Dans le cas du transport de l'électricité, activité de monopole naturel qui suit des règles de qualité strictes et homogènes en Europe, ce sont surtout les coûts qui pourraient faire l'objet du «benchmarking». Toutefois, la qualité de certaines prestations (délais de raccordement de nouveaux entrants, temps de coupure, etc.) pourraient certainement faire aussi l'objet de comparaisons internationales, d'autant plus que le réseau européen est relativement homogène (au moins pour les niveaux de tension élevés), et que les similitudes physiques justifient de mettre en rapport les performances nationales.

En France, la séparation comptable au sein d'EDF, entre le GRT et les autres activités de l'opérateur historique, devrait permettre d'isoler facilement les grands agrégats financiers permettant de comparer les performances du GRT français avec celles de ses homologues européens. Il est probable que l'ensemble des données nécessaires au «benchmarking» sera d'accès facile, les gestionnaires de réseaux étant tous soumis à régulation en Europe et les régulateurs ayant tout intérêt à coopérer pour s'assurer que leur GRT est performant. D'autre part, les opérateurs du marché de l'électricité, dont beaucoup sont actifs dans plusieurs pays, seront eux aussi à même de signaler les différences de performance.

Toutefois le «benchmarking» devra être manié avec précaution. Ses apports pourraient être limités dans une certaine mesure :

- par l'hétérogénéité des situations nationales (comme dans tous les secteurs d'activité) ;
- mais aussi par d'éventuelles coopérations entre GRT (situation propre au secteur du transport d'électricité pour lequel il n'y a pas de concurrence) ; ces coopérations risquent de fausser les comparaisons si les GRT s'entendent pour ne pas baisser leurs coûts.

²⁶ "benchmark" : point de référence.

A l'inverse, l'existence même d'un «benchmarking» ayant surmonté les deux obstacles précédents peut inciter les GRT à ne pas échanger toutes les informations dont ils disposent et qui seraient pourtant nécessaires à la gestion efficace de la zone de réglage continentale.

Les indicateurs à considérer

Les indicateurs économiques utilisés classiquement pour l'analyse financière devraient permettre de dégager les différences de performance entre les acteurs. Il faudra néanmoins veiller à ce que les résultats obtenus permettent aussi d'expliquer les différences constatées et d'en tirer des leçons pour d'éventuelles orientations stratégiques.

Il conviendrait de s'intéresser particulièrement :

- à la productivité des capitaux, ce qui comprend à la fois une analyse du dimensionnement du réseau et une analyse de l'impact de la fiscalité et de la politique de rémunération de l'actionnaire ;
- à la productivité du personnel (valeur ajoutée par employé...) avec une analyse de l'impact d'une éventuelle sous-traitance ;
- à la qualité du service fourni (qualité perçue par le client, et qualité normalisée (i.e. technique)).

Pourraient être analysés par exemple les indicateurs suivants :

- coût de «dispatching» par minute, ou par kWh ;
- capitaux immobilisés par km de ligne et par niveau de tension ;
- amortissements par km de ligne et par niveau de tension ;
- frais de personnel (nombre d'employés) pour l'entretien par km de ligne et par niveau de tension ;
- frais de personnel (nombre d'employés) pour la gestion administrative du réseau et du «dispatching» ;
- nombre d'incidents par km de ligne, ou par kWh transité ;
- nombre d'interventions par km de ligne, ou par kWh transité ;
- taux de pertes sur le réseau (pourcentage de l'énergie dissipée) ;
- frais financiers, de personnel par km de ligne, ou par kWh transité ;
- heures travaillées, congés, temps de formation continue par employé ;
- frais de type « œuvres sociales » par employé, par km de ligne, ou par kWh transité ;

Les facteurs clés à contrôler pourraient porter en particulier sur :

- la politique de contrôle des coûts (distinguant les dépenses positives, avec impact sur la satisfaction des usagers, des autres dépenses) ;
- le recours à la sous-traitance et à l'externalisation ;
- la concentration simultanée sur l'amélioration de la qualité et de la productivité.

Enfin, il faudra s'attacher au maintien du niveau de compétence des entités qui assurent les missions techniques pour le GRT (maintenance du réseau, etc.), afin de préserver la qualité de leurs prestations et leurs capacités opérationnelles à long terme.

2.8. CONCLUSION CONCERNANT LA TARIFICATION ET LA REGULATION DE L'ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES

Les propositions constituant l'ébauche d'un système de tarification de l'accès aux réseaux d'acheminement de l'électricité reposent sur les trois idées suivantes :

- *L'amélioration du fonctionnement du marché se traduira par une baisse des prix pour les consommateurs éligibles, pour la plupart des industriels, qui pourraient sinon envisager la délocalisation de leurs activités. Elle résultera d'une concurrence plus forte, qu'il conviendrait de stimuler plutôt par le développement des échanges extérieurs que par de nouvelles installations qui risqueraient d'être moins efficaces que celles de l'opérateur en place, déjà surcapacitaires. Ceci conduit à préconiser une amélioration des conditions des échanges internationaux, plutôt qu'une politique visant à favoriser l'entrée de producteurs nationaux.*
- *Le développement du marché devrait modifier profondément le mode de gestion des réseaux. Certaines de ces modifications sont prévisibles. Ainsi, il faudra tenir compte de plusieurs producteurs dans la gestion des flux et le développement des infrastructures. D'autres sont plus difficiles à anticiper : comment se déplaceront les points de congestion ? Le marché des écarts et des pertes se développera-t-il rapidement ? Quel sera l'ampleur des besoins nouveaux de coordination entre les GRT ? Ces questions en suspens amènent à recommander une régulation qui concilie la visibilité indispensable dans une phase d'ouverture du marché avec une souplesse suffisante pour pouvoir s'accommoder d'évolutions inéluctables. Ceci a conduit à se concentrer sur l'élaboration d'un cadre général de l'accès et de la tarification, plus que sur des calculs précis de prix du transport.*
- *Le choix de conserver l'intégration verticale d'EDF appelle à la fois une politique d'incitations fortes à l'efficacité interne du GRT et une politique de régulation active de son fonctionnement. A cet égard, il impose une claire auditabilité des décisions du GRT. En particulier, il interdit sans doute à la fois un tarif trop complexe (c'est-à-dire fondé sur des coûts difficilement vérifiables) et un tarif trop différent de ce que pratiquent d'autres GRT non intégrés. Le choix d'un timbre-poste zoné semble remplir ces critères et permettre de conserver la souplesse nécessaire à une éventuelle évolution vers une tarification plus économique telle qu'une tarification nodale.*

Les contraintes imposées par l'intégration d'EDF pourront sans doute être relâchées à terme. Pour cela, il est indispensable que l'organisation et le déroulement de l'ouverture confirment rapidement et sans ambiguïté :

- *l'indépendance fonctionnelle du GRT vis-à-vis du producteur historique ;*
- *l'indépendance de la CRE vis-à-vis de l'actionnaire d'EDF.*

Si le premier point ne pourra être prouvé que dans le moyen terme, le second devrait être démontré dès l'élaboration des décrets d'application de la future loi et les premières décisions que la CRE sera amenée à rendre. On espère que les lignes de conduite qui suivent contribueront à éclairer cette phase décisive de l'ouverture.

Organisation générale

1. Au départ, la définition des charges à recouvrer par le réseau de transport et de distribution serait fondée sur les coûts comptables d'une année de référence. Les charges à recouvrer (hors charges de raccordement) comprendraient (1) les charges de gestion et d'exploitation du réseau (y compris services système et facturation) ; (2) le coût des pertes dans l'hypothèse préconisée, au moins dans un premier temps, par ce rapport d'une gestion financière de celles-ci ; (3) les charges de maintenance (ou d'amortissement) des infrastructures ; (4) la rémunération du capital investi.
2. Ces charges seraient recouvrées à travers : (1) la tarification de l'acheminement de l'électricité ; (2) la tarification des usages particuliers du réseau (autoproducteurs, secours,...) ; (3) les recettes tirées de la tarification des congestions. Les charges de raccordement feraient l'objet d'une tarification séparée.
3. A terme, un «benchmarking» par rapport au niveau des prix et aux gains de productivité réalisés par d'autres GRT permettrait de caler l'évolution des charges à recouvrer. En attendant, on retiendra une approche en terme de coûts constatés. La mise en concurrence des fournisseurs du GRT participerait également à l'objectif d'efficacité à long terme.
4. Dans le même souci d'efficacité interne du GRT, l'évolution des tarifs devrait obéir à un «price - cap» (plafonnement des prix) pour les coûts d'exploitation et de maintenance. Parce que les investissements du GRT seraient régulés, un «cost - plus» (remboursement des coûts augmenté d'une marge) s'appliquerait à la partie de la tarification correspondant à la rémunération du capital.
5. Un travail important de vérification et d'imputation des charges par niveau du réseau devrait être engagé rapidement. Pour le calcul des charges, toutes les lignes du réseau d'acheminement devraient être incluses, y compris les lignes des distributeurs non nationalisés et la partie française des lignes internationales. Une répartition des charges à affecter par niveaux de tension du réseau serait nécessaire, à effectuer selon une clé vérifiable.
6. Il faudrait que la séparation comptable des activités de production, transport et distribution d'EDF soit suffisante pour établir distinctement les charges à recouvrer au titre de chacune des activités. Ceci impose en particulier une identification claire des coûts de commercialisation actuellement imputés à l'activité de distribution et de transport, et leur basculement sur le compte d'EDF - Production.
7. La rémunération des fonds propres serait calculée à partir d'un taux net requis par un actionnaire privé (fictif) qu'il conviendrait de corriger de la fiscalité et de primes de risques adaptées à l'activité de transport pour reconstituer un taux brut garanti au GRT. De la même façon, le taux de rémunération des actifs financés par endettement serait calculé à partir du coût du crédit pour EDF. Le taux moyen pondéré du capital serait ensuite appliqué à la valeur nette comptable, avec affectation aux différentes activités et après vérification que les durées d'amortissement sont cohérentes avec la durée de vie des matériels.

Décomposition du tarif d' accès

8. La tarification de base du transport prendrait la forme d'un double timbre-poste, avec une tarification séparée de l'injection (G) et du soutirage (L). Elle ne comprendrait aucune référence à la distance entre ces deux points. Les termes G et L dépendraient du niveau de tension auquel s'effectue l'injection ou le soutirage, avec pour principe l'imputation des charges affectées à tous les niveaux de tension supérieurs ou égaux à celui du poste de raccordement.

9. Le timbre-poste à l'injection (G) serait différencié par grandes zones (au moins la vallée du Rhône, Provence-Côte d'Azur, et reste de la France). Le timbre-poste au soutirage (L) pourrait également être modulé. Une évolution du zonage serait envisageable ultérieurement, dans un délai compatible avec l'objectif de stabilité de la tarification.

10. En théorie, l' injection et le soutirage jouent des rôles symétriques. Dans la mesure où il est plus facile de différencier des charges positives que de créer des bonus « négatifs », une répartition équilibrée des charges imputées de chaque côté (suivant une répartition qui pourrait être de l' ordre 1/3 pour l' injection et de 2/3 pour le soutirage) serait souhaitable. Elle nécessite cependant une harmonisation avec les autres pays européens pour éviter la concurrence dommageable où chaque Etat membre essaie de favoriser ses producteurs à l' exportation en faisant porter l' essentiel des charges sur le soutirage, le résultat étant in fine mauvais dans la mesure où - tous les pays pratiquant de même – aucun n' établit réellement d' avantage compétitif.

11. Pour tenir compte d'éventuels effets positifs sur le fonctionnement du réseau, il serait envisageable qu'un producteur demande à la CRE une révision du niveau du timbre-poste à l'injection dans certaines zones et un affinement de celles-ci. Après instruction du dossier par la CRE, une éventuelle révision s'appliquerait à tous les producteurs de la zone considérée.

12. En dehors du dispositif précédent, il n' y aurait pas de dispositions tarifaires particulières pour des contrats de proximité²⁷. Les cas avérés de synergie entre les parties concernées devraient être traités dans le cadre précédent de telle sorte qu' ils ne constituent en aucun cas un moyen pour échapper à la couverture des charges communes du réseau. Il faudrait mettre en place par ailleurs des instruments adaptés pour orienter le développement des lignes directes dans le sens de l'efficacité.

Articulation transport - distribution

13. L'imputation des charges des réseaux de transport et des réseaux de distribution obéirait aux mêmes principes, pour ne pas dépendre de la frontière parfois arbitraire entre les réseaux, ni être remise en cause lorsque le nombre des éligibles augmentera. L'identification de la tarification spécifique au transport pourrait se faire en traitant (fictivement) les distributeurs comme seraient traités des consommateurs éligibles raccordés au point frontière entre les deux réseaux. A terme c'est le GRT qui devrait recouvrer l' ensemble des coûts d' acheminement de l' électricité jusqu' au consommateur final. La tarification unitaire au titre d'un réseau de distribution correspondrait à la différence entre le tarif unitaire complet d'acheminement jusqu' à ses consommateurs finaux et le tarif

²⁷ Il serait toutefois possible de tenir compte de l'absence de pertes en ligne.

unitaire d'acheminement jusqu'au réseau de distribution. Elle serait reversée par le GRT aux organismes de distribution. Un système de compensation entre réseaux de distribution serait par ailleurs envisageable, pour prendre en compte, au moins à court terme, leurs différences de coûts. Pour créer et faire fonctionner ce système de compensation, tous les distributeurs devraient effectuer une stricte séparation - au moins comptable et au mieux fonctionnelle - entre leur activité de réseau (acheminement de l'électricité) et leur activité de fourniture (vente au client final). Les entreprises de distribution devraient alors obéir aux mêmes règles comptables quel que soit leur statut (concession, régie, etc.). On pourrait par ailleurs envisager de séparer clairement chez EDF, selon un unique critère simple, le réseau de transport (réseau RAG) et les réseaux de distribution publique, qui sont actuellement inextricablement enchevêtrés.

Dans ce rapport il faut entendre la tarification du transport au sens large de transport et de distribution.

Transactions internationales

14. La couverture des coûts afférents aux transactions internationales peut a priori exiger l'utilisation de deux types d'instruments : une tarification spécifique ou des compensations entre GRT. A priori, il paraîtrait souhaitable d'éviter le recours au premier. Ainsi, la tarification de base des trafics internationaux serait, côté français, la même que la tarification intérieure : le terme G seul s'appliquerait aux exportations, le terme L seul aux importations, rien aux transits. Un terme T spécifique au transport international ne viendrait s'ajouter à la tarification de base que s'il en était décidé ainsi au niveau européen. Dans tous les cas, une chambre de compensation serait nécessaire pour organiser des transferts entre GRT qui tiennent compte de la répartition des coûts réels entre eux et notamment de ceux résultant des transits dans des réseaux intermédiaires ou des flux de bouclage inattendus.

Congestion

15. Les cas de congestion de court terme sur le réseau français devraient être traités en priorité par un mécanisme tarifaire. Lorsqu'ils sont identifiables, l'ensemble des utilisateurs de la ligne concernée devraient se voir facturer in fine le même surcoût de congestion. Dans le cas où l'identification des utilisateurs ne serait pas possible, il y aurait mutualisation de ces charges entre utilisateurs à la période considérée. Les recettes du GRT au titre de la tarification directe des congestions seraient déduites du montant des charges à recouvrer à travers la tarification de base.

16. Sauf pour les contrats en cours et pour la durée restant à courir, il n'y aurait pas de droit d'accès prioritaire (gratuit) aux capacités de transport. La mise en place d'un marché des droits d'accès devrait être envisagée.

17. Le traitement de la congestion sur les lignes internationales devrait être défini à l'échelon européen. La chambre de compensation répartirait aussi les recettes provenant de la tarification de cette congestion. Le montant des charges totales à recouvrer par le GRT devrait tenir compte des flux réels, c'est à dire du solde net des transferts dus aux trafics internationaux.

Raccordements nouveaux

18. En cohérence avec l'absence de dispositions spécifiques pour les entrants au titre de contrats de proximité, les coûts de raccordement facturés à un nouveau producteur ou un nouveau consommateur seraient limités au premier poste de transformation du réseau (shallow cost). Les éventuels besoins de renforcement en amont (dans ce poste, dans les autres lignes partant de ce poste et dans les réseaux à tension plus haute) seraient traités comme les autres coûts de développement à travers la rémunération ultérieure du capital, mutualisée entre les utilisateurs après répartition par niveaux de tension et par zones.

19. La règle serait que toutes les demandes de raccordement doivent être satisfaites. Le GRT pourrait toutefois saisir la CRE pour demander l'autorisation de refuser.

Développement du réseau

20. Un code de conduite devrait être rapidement édicté pour le GRT, complété par un schéma d'incitation adéquat. Celui-ci préciserait les obligations du GRT en matière de développement et de renforcement. Les investissements du GRT seraient encadrés par la CRE.

21. Le développement des lignes internationales ferait l'objet d'accords spécifiques, bilatéraux ou multilatéraux.